

# Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

---

## Umsetzungsbericht



## Fernleitungsnetzbetreiber

- | bayernets GmbH**  
Poccistraße 7, 80336 München  
[www.bayernets.de](http://www.bayernets.de)
- | Ferngas Netzgesellschaft mbH**  
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig  
[www.ferngas.de](http://www.ferngas.de)
- | Fluxys Deutschland GmbH**  
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf  
[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)
- | Fluxys TENP GmbH**  
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf  
[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)
- | GASCADE Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel  
[www.gascade.de](http://www.gascade.de)
- | Gastransport Nord GmbH**  
Cloppenburgstraße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)  
[www.gtg-nord.de](http://www.gtg-nord.de)
- | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**  
Pasteurallee 1, 30655 Hannover  
[www.gasunie.de](http://www.gasunie.de)
- | GRTgaz Deutschland GmbH**  
Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin  
[www.grtgaz-deutschland.de](http://www.grtgaz-deutschland.de)
- | Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**  
Hutropstraße 60, 45138 Essen  
[www.lbtg.de](http://www.lbtg.de)
- | NEL Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel  
[www.nel-gastransport.de](http://www.nel-gastransport.de)
- | Nowega GmbH**  
Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster  
[www.nowega.de](http://www.nowega.de)
- | ONTRAS Gastransport GmbH**  
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig  
[www.ontras.com](http://www.ontras.com)
- | OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**  
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel  
[www.opal-gastransport.de](http://www.opal-gastransport.de)
- | Open Grid Europe GmbH**  
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen  
[www.oge.net](http://www.oge.net)
- | terranets bw GmbH**  
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart  
[www.terranets-bw.de](http://www.terranets-bw.de)
- | Thyssengas GmbH**  
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund  
[www.thyssengas.com](http://www.thyssengas.com)



### Umsetzungsbericht

#### Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Ansprechpartner:  
**Nils von Ohlen**, Vereinigung der  
 Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.  
 Georgenstraße 23, 10117 Berlin  
[www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de)

Umsetzung:  
 CBE DIGIDEN AG

### Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15b EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.


**bayernets GmbH**  
München

**Kunden:** 48 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 13 direkt nachgelagert), sowie nationale und internationale Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	137
Ferngasleitungsnetz	1.659 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	50 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	186
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	20.406 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	74 TWh


**Ferngas**  
**Netzgesellschaft mbH**  
Schwaig b. Nürnberg

**Kunden:** Gasverteilernetzbetreiber, Stadtwerke sowie Industriekunden, Händler und Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	40 (Gruppe)
Ferngasleitungsnetz	ca. 214 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	19
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	7.533 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	21,6 TWh


**Fluxys Deutschland GmbH**  
Düsseldorf

**Kunden:** Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	5
Ferngasleitungsnetz	ca. 440 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1, marktgebiets-interne Punkte
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	1.394 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	7,18 TWh


**Fluxys TENP GmbH**  
Düsseldorf

**Kunden:** 40

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	11
Ferngasleitungsnetz	1.010 km
Verdichterstationen	4
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	150 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	13.375 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	67,68 TWh

**GASCADE Gastransport GmbH**  
 Kassel (Hessen)


**Kunden:** Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 475
Ferngasleitungsnetz	2.908 km
Verdichterstationen	9
Verdichtereinheiten	29
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 486 MW
Grenzübergangspunkte	10
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	84
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	113.270 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	146,9 TWh

**Gastransport Nord GmbH**  
 Oldenburg


**Kunden:** ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	44
Ferngasleitungsnetz	322 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	71
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	8.470 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	30 TWh

**Gasunie**  
**Deutschland Transport Services GmbH**  
 Hannover


**Kunden:** 140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	248
Ferngasleitungsnetz	3.795 km
Verdichterstationen	10
Verdichtereinheiten	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	206 MW
Grenzübergangspunkte	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	181
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	37.807 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	183 TWh

**GRTgaz Deutschland GmbH**  
 Berlin


**Kunden:** 14 Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	36
Ferngasleitungsnetz	1.161* km
Verdichterstationen	6*
Verdichtereinheiten	23*
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	347* MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	15*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	69.292* MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	245* TWh

\* MEGAL-Wert

**Lubmin-Brandov  
Gastransport GmbH**  
Essen

 Lubmin-Brandov  
Gastransport

**Kunden:** Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	3
Ferngasleitungsnetz	472 km
Verdichterstationen	1
Verdichereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichereinheiten	96 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	k. A. MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh

**NEL Gastransport GmbH**  
Kassel (Hessen)

**Kunden:** Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	6
Ferngasleitungsnetz	441 km
Verdichterstationen	0
Verdichereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	59.354 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0,5 TWh

**Nowega GmbH**  
Münster

 Wir transportieren Gas.  
**nowega**
**Kunden:** Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	110
Ferngasleitungsnetz	1.545 km
Verdichterstationen	1
Verdichereinheiten	2
Gesamtleistung der Verdichereinheiten	1 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	102
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	6.289 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	26 TWh

**ONTRAS Gastransport GmbH**  
Leipzig

**Kunden:** 74 nationale und internationale Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	375
Ferngasleitungsnetz	7.623 km
Verdichterstationen	2
Verdichereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichereinheiten	38 MW
Grenzübergangspunkte	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	442
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	39.355 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	162 TWh

**OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**  
 Kassel (Hessen)

**Kunden:** Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	7
Ferngasleitungsnetz	473 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	99 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	50.698 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh


**Open Grid Europe GmbH**  
 Essen

**Kunden:** mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 1.450
Ferngasleitungsnetz	ca. 12.000 km
Verdichterstationen	27
Verdichtereinheiten	100
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 1.150 MW
Grenzübergangspunkte	19
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.034
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	125.732 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	ca. 289 TWh


**terraneis bw**
**terraneis bw GmbH**  
 Stuttgart\*

**Kunden:** mehr als 150 nationale und internationale Kunden – Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler\*

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	252*
Ferngasleitungsnetz	2.137 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	8
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 38 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	205
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	21.869 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	80 TWh

\* terraneis bw ist seit 01.01.20 Kombinationsnetzbetreiber. Angaben beziehen sich bis zur marktlichen Umsetzung am 01.01.22 auf den Fernleitungsnetzteil.


**ThyssenGas GmbH**  
 Dortmund

**Kunden:** 48 Netzkopplungspartner, 150 Netzanschlusskunden mit 185 NAP

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	382
Ferngasleitungsnetz	4.179 km
Verdichterstationen	6
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	149 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.082
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	22.359 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	64 TWh

Impressum .....	2
Inhaltsverzeichnis .....	7
Abbildungsverzeichnis .....	9
Tabellenverzeichnis .....	10
<b>Vorwort   Executive Summary .....</b>	<b>12</b>
<b>1 Einführung .....</b>	<b>15</b>
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung .....	15
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan .....	15
<b>2 Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas .....</b>	<b>17</b>
<b>3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas .....</b>	<b>19</b>
3.1 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas .....	20
3.2 In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 .....	31
3.3 Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 .....	32
3.3.1 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von technischen Parametern .....	32
3.3.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten .....	32
3.4 Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 .....	33
3.5 Maßnahmen mit einer Verzögerung .....	34
3.5.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung .....	34
3.5.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung .....	35
3.6 Nachrichtlich im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 enthaltene Maßnahmen .....	35
3.7 Zusammenfassung zum Umsetzungsstand .....	36

<b>4 Entwicklung der L-Gas-Versorgung/L-H-Gas-Umstellung</b>	<b>38</b>
4.1 Beschreibung der Situation	38
4.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung	38
4.3 Aktuelle Situation der Bereiche im Umstellungsjahr 2021 (COVID-19)	41
4.4 Gasimportsituation aus den Niederlanden	42
4.5 L-Gas-Leistungsbilanz 2030	43
4.5.1 Inländische Produktion	43
4.5.2 Importe aus den Niederlanden	44
4.5.3 L-Gas-Speicher	46
4.5.4 Konvertierung	47
4.5.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten	47
4.5.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland	47
4.6 L-Gas-Mengenbilanz	48
4.6.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	48
4.6.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	48
4.6.3 L-Gas-Mengenbilanz für Deutschland	49
4.7 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	52
4.8 Umstellungsbereiche	54
4.8.1 Festlegung der Umstellungsbereiche	54
4.8.2 Übersicht der Umstellungsbereiche	55
4.8.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	59
4.8.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung	60
4.9 Verbleibender L-Gas-Markt nach dem Jahr 2030	60
4.10 Ableitbarkeit der deutschen L-Gas-Produktion	62
4.11 Zusammenfassung L-H-Gas-Umstellung	62
<b>Anlagen</b>	<b>64</b>
Anlagen: NEP-Gas-Datenbank: „2020 – USB zum NEP“	64
Glossar	66
Literatur	69

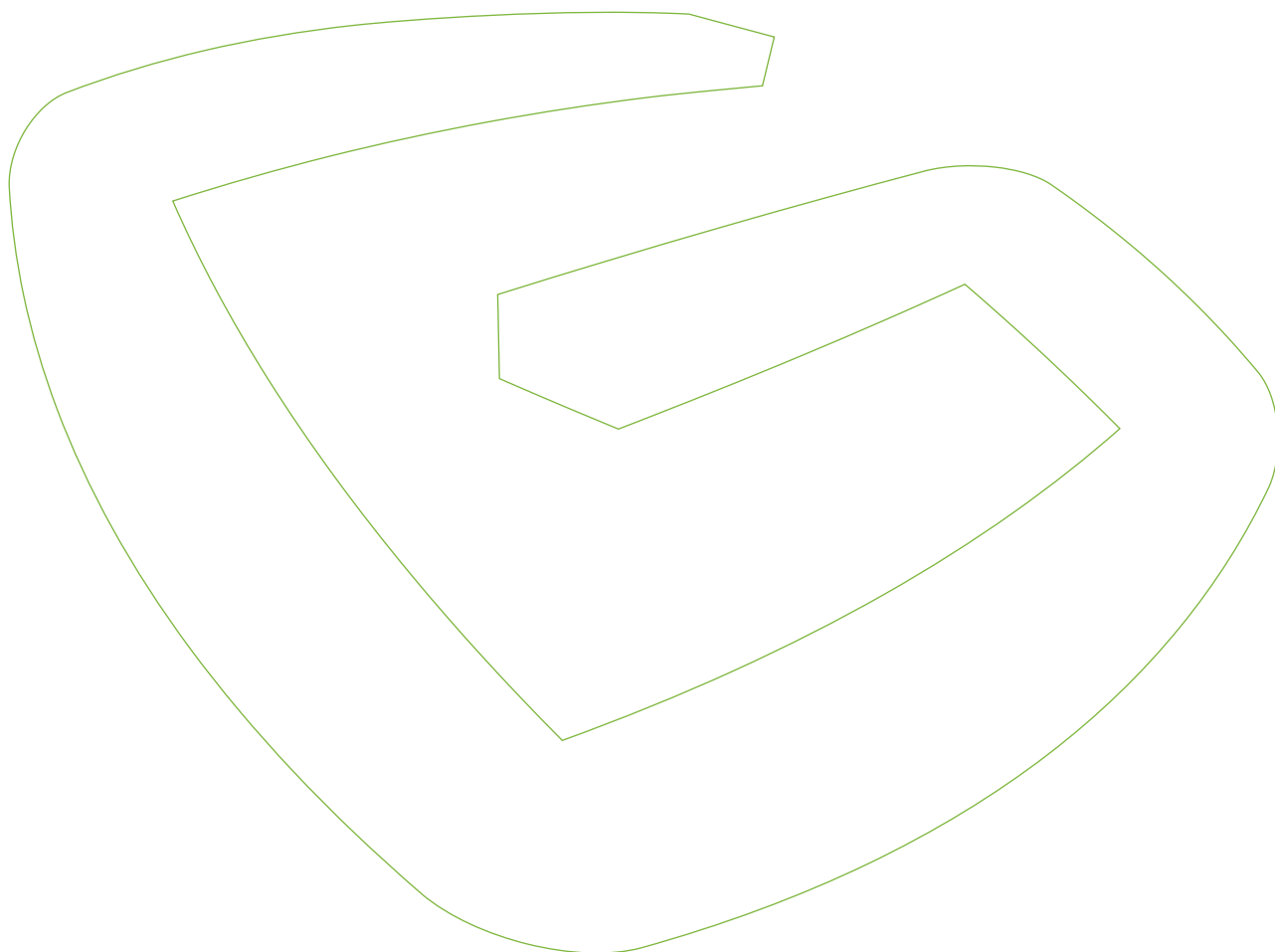


Abbildung 1:	Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas (Basisvariante).....	29
Abbildung 2:	Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas (Grüngasvariante).....	30
Abbildung 3:	Umgestellte Bereiche 2015–2020.....	40
Abbildung 4:	Importpunkte aus den Niederlanden.....	44
Abbildung 5:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz.....	47
Abbildung 6:	Importmengen aus den Niederlanden: Ist-Flüsse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 und Planungsannahmen.....	49
Abbildung 7:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems.....	50
Abbildung 8:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz.....	51
Abbildung 9:	Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den benannten Umstellungsbereichen.....	53
Abbildung 10:	Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030.....	53
Abbildung 11:	Umstellungsbereiche bis 2025.....	55
Abbildung 12:	Umstellungsbereiche 2026 bis 2030.....	56
Abbildung 13:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030.....	61

Tabelle 1: Im Umsetzungsbericht 2021 nicht mehr betrachtete Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2020).....	20
Tabelle 2: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01. Januar 2021.....	21
Tabelle 3: Projektstatus Projektabschluss/Fertigstellung (Stichtag 01. Januar 2021).....	31
Tabelle 4: Projektstatus Inbetriebnahme (Stichtag 01. Januar 2021).....	31
Tabelle 5: Umgestellte Bereiche 2015–2020.....	39
Tabelle 6: Kapazitätsprognose gemäß BVEG.....	43
Tabelle 7: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte.....	45
Tabelle 8: In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz.....	46
Tabelle 9: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher.....	46
Tabelle 10: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz.....	48
Tabelle 11: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr.....	52
Tabelle 12: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche.....	57
Tabelle 13: Geänderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (Stichtag 01. Januar 2021).....	59
Tabelle 14: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030.....	60

# Vorwort | Executive Summary

---



## Vorwort

### **Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,**

der Klimawandel ist eine der größten Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Nach wie vor orientiert sich die weltweite Energiepolitik am Zwei-Grad-Ziel, das auf der Weltklimakonferenz der Vereinten Nationen 2015 in Paris vereinbart wurde. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sind überzeugt, dass die vorhandene Gasinfrastruktur einen wesentlichen Beitrag für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland leisten kann. Alle zwei Jahre wird der Netzentwicklungsplan Gas erarbeitet, der die Basis für eine bedarfsge-rechte Erdgasinfrastruktur darstellt und den Wandel hin zu einer Wasserstoffinfrastruktur vorantreiben soll.

Die ambitionierten energie- und klimapolitischen Ziele in Deutschland sehen eine Reduktion der Treibhausgase um 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050 vor. Die Sektorkopplung – die intelligente Verbindung der Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsstrukturen – ist eine entscheidende Stellschraube für das Erreichen dieser Ziele und bietet ein nachweislich großes Potenzial. Eine solide ausgebaut Gasinfrastruktur dient künftig als Transport- und Speichersystem für regenerativ erzeugtes Gas, sodass langfristig fossile und CO<sub>2</sub>-intensive Energieträger ersetzt werden können. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben die ersten Schritte hin zu einer wachsenden und bedarfsgerechten Wasserstoffinfrastruktur im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 beschrieben. Bis nachhaltiger Wasserstoff in signifikanten Mengen produziert, transportiert und genutzt werden kann, stellt Erdgas in den Bereichen der Stromerzeugung und der Wärmeversorgung eine wichtige und verlässliche Technologie dar.

Im vorliegenden Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 sind alle wirksamen Maßnahmen enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber beschreiben darin den aktuellen Status der Tätigkeiten und Maßnahmen für eine weiterhin bedarfsorientierte und wirtschaftliche Gasversorgung.

Ergänzend stellen die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) eine nutzerfreundliche und leicht zugängliche Datenbank zur Verfügung, die kontinuierlich aktualisiert wird. In der Datenbank finden Sie Daten zu den Eingangsgrößen der Modellierung, Ausbaumaßnahmen, der Marktraumumstellung und weitere Details zum Netzentwicklungsplan Gas.

Die Fernleitungsnetzbetreiber bedanken sich bei der Prognos AG für ihre Mitarbeit.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

## Executive Summary

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen hiermit den Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (Umsetzungsbericht 2021) gemäß § 15b EnWG vor. Dieser Umsetzungsbericht bezieht sich auf den am 01. Juli 2020 veröffentlichten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

Gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben 28 Maßnahmen den Projektstatus Projektabschluss/Fertigstellung oder Inbetriebnahme erreicht. Dabei handelt es sich um drei Verdichtermaßnahmen mit einer Leistung von insgesamt 62 MW, zwölf GDRM-Anlagen, acht Armaturenstationen und fünf sonstige Maßnahmen.

Im Umsetzungsbericht 2021 sind aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung 15 Maßnahmen mit einer Veränderung dargestellt, eine Maßnahme konnte entfallen und bei 13 Maßnahmen werden Verzögerungen ausgewiesen. Die weiteren 172 Maßnahmen werden gemäß den Planungen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 unverändert fortgeführt.

Über die Darstellung des aktuellen Status der Maßnahmen hinaus, berichten die Fernleitungsnetzbetreiber – analog zur Vorgehensweise bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne – über den Stand der erforderlichen Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas.

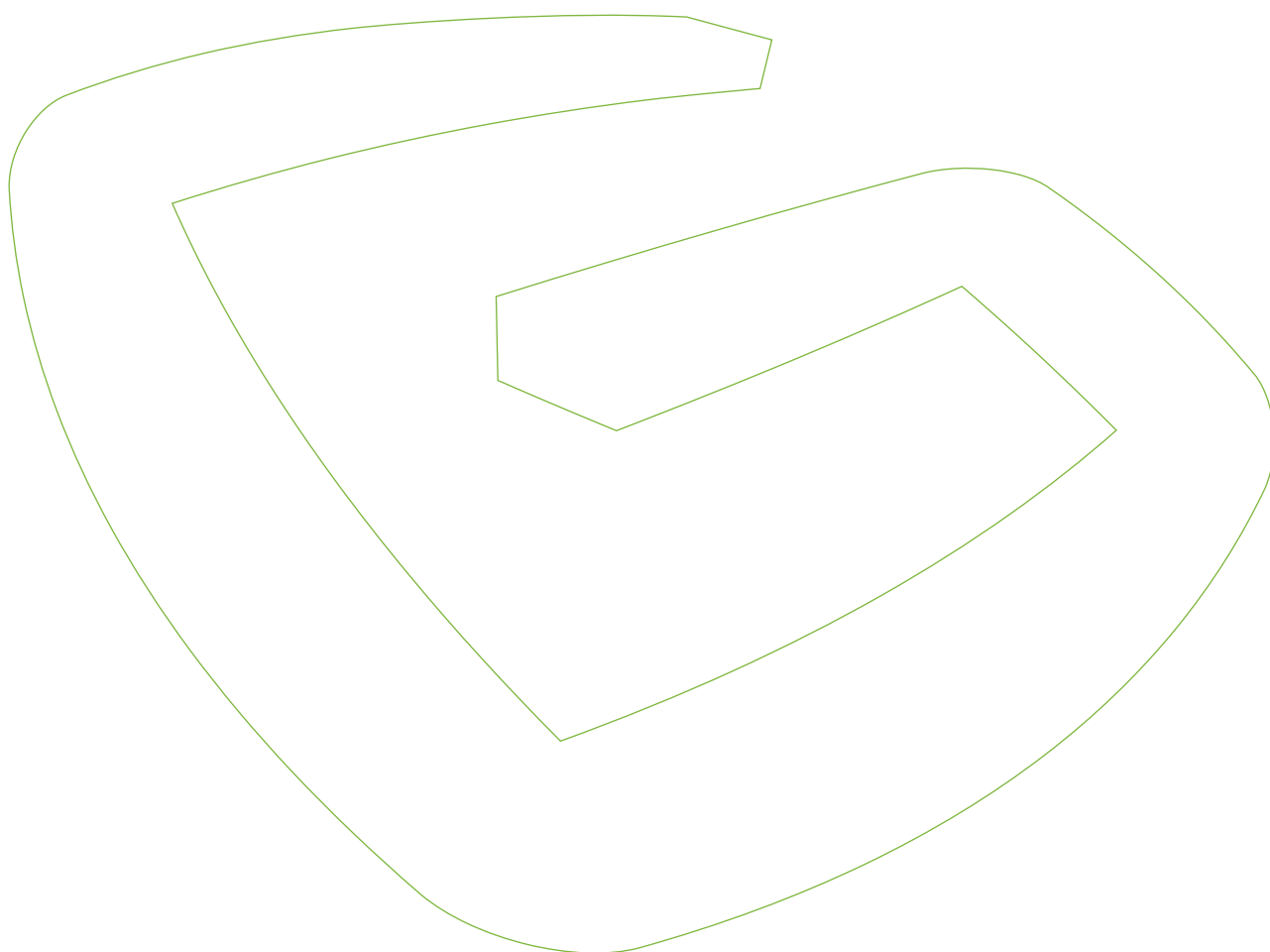
Im Rahmen der Umstellungsplanung werden L-Gas-Mengen- und -Leistungsbilanzen für Deutschland aufgestellt. Für diese Mengen- und Leistungsbilanzen werden Prognosen für die Aufkommensentwicklung und den Verbrauch erstellt. Die im vorliegenden Dokument angenommene Aufkommensentwicklung ist auch Bestandteil der niederländischen Netzentwicklungsplanung und geht somit auch in die Planungen für die zukünftige L-Gas-Produktion in den Niederlanden ein.

Die Anzahl der jährlich anzupassenden Geräte bleibt bis zum Jahr 2027 auf einem ähnlich hohen Niveau wie im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030. Wesentliche Änderungen in der langfristigen Umstellungsplanung ergeben sich durch das Vorziehen des Umstellungsbereichs Salzgitter von nach 2030 auf die Jahre 2028 bis 2030. Bislang wurden rund 980.000 Geräte erfolgreich von L-Gas auf H-Gas angepasst, was trotz der Unsicherheiten durch die Corona-Pandemie dem Zielwert entspricht. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen damit ihre Planungsgrundlage bisher als bestätigt an.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen weiterhin darauf hin, dass die termingerechte Fertigstellung von Maßnahmen zur Bereitstellung von H-Gas unter anderem von der Dauer der behördlichen Genehmigungsverfahren abhängig ist. Für die fristgerechte Durchführung des Umstellungsprozesses bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass bei allen am Prozess Beteiligten die entsprechenden Ressourcen bereitgestellt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Umsetzungsbericht 2021 um den NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – USB zum NEP“ erweitert. Die Datenbank steht der Öffentlichkeit unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) zur Verfügung.

# Einführung 1



# 1 Einführung

## 1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Mit der Erstellung des Umsetzungsberichts 2021 (USB 2021) und der Vorlage bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum 01. April 2021 kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Verpflichtungen gemäß den Vorgaben des § 15b EnWG nach.

Der Umsetzungsbericht 2021 soll im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus dem zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplan enthalten. Gegenstand des Berichts sind alle laufenden Netzausbaumaßnahmen.

Die BNetzA prüft und veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

## 1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

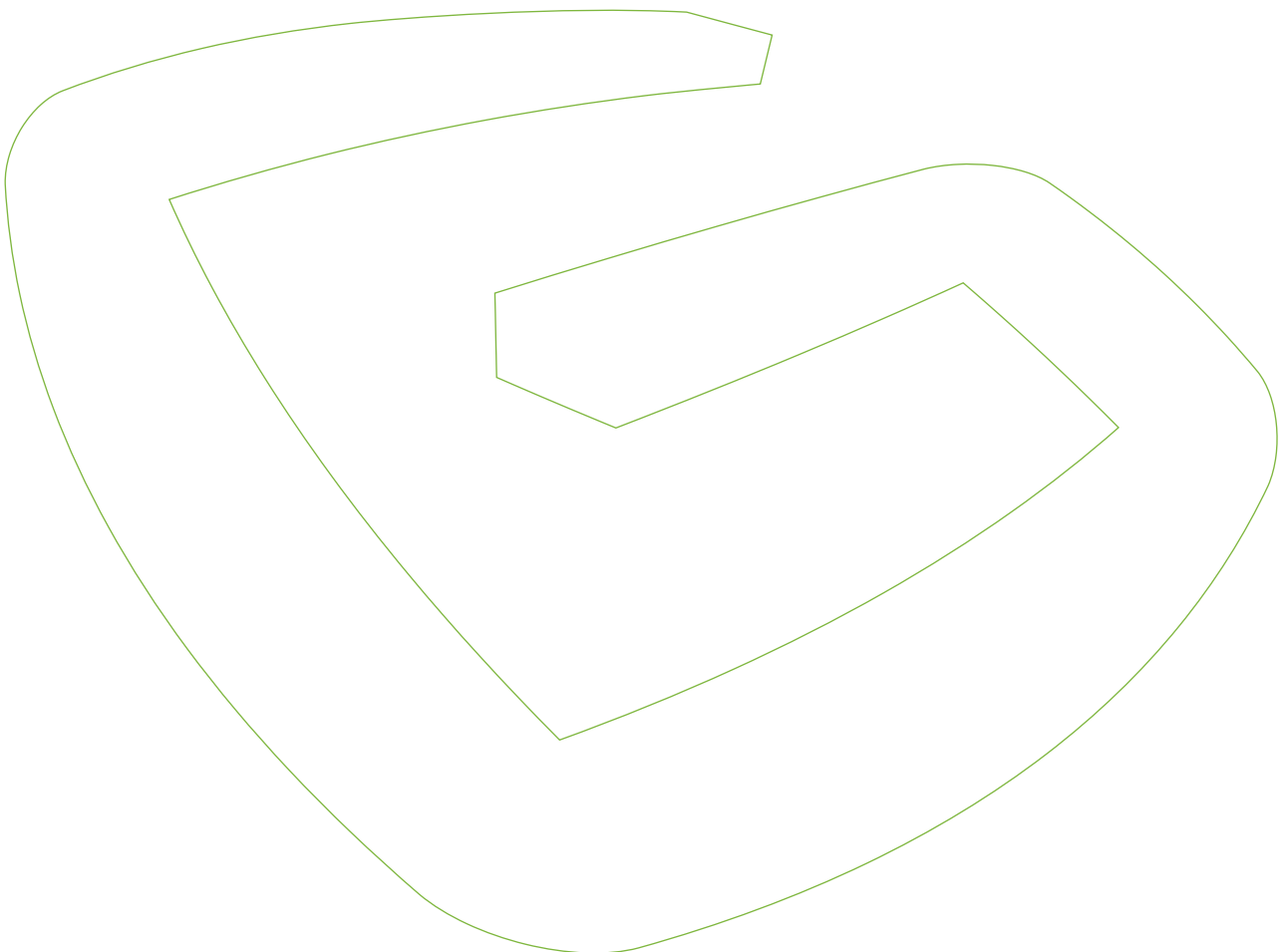
Der vorliegende Umsetzungsbericht 2021 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam erarbeitet. Grundlage für diesen Umsetzungsbericht 2021 ist der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

Das Dokument ist wie folgt strukturiert:

- Kapitel 2 gibt einen Überblick über die Maßnahmen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.
- In Kapitel 3 berichten die Fernleitungsnetzbetreiber über den Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.
- Kapitel 4 behandelt mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Es enthält außerdem L-Gas-Bilanzen bis 2030 und eine Darstellung der Umstellungsbereiche.

# Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

2





## 2 Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas

Im Umsetzungsbericht 2021 werden die Maßnahmen des Netzausbauvorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 betrachtet, da zum Redaktionsschluss des vorliegenden Umsetzungsberichts das Änderungsverlangen der BNetzA noch nicht vorgelegen hat. Dementsprechend umfasst dieser Umsetzungsbericht sowohl die bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 als auch die geänderten und zusätzlichen Maßnahmen, inklusive der Grüngasmaßnahmen, des Netzausbauvorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber des Entwurfsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030, welches am 01. Juli 2020 veröffentlicht wurde.

Im Entwurfsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 und im Umsetzungsbericht 2019 sind im Vergleich zum zuletzt bestätigten Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 mehrere Maßnahmen entfallen. Die Gründe für den Entfall sind in diesen beiden Dokumenten beschrieben, weshalb diese Maßnahmen hier nicht weiter betrachtet werden.

Im Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 wurde auf die besondere Situation der „Leitung Elbe Süd – Achim“ hingewiesen:

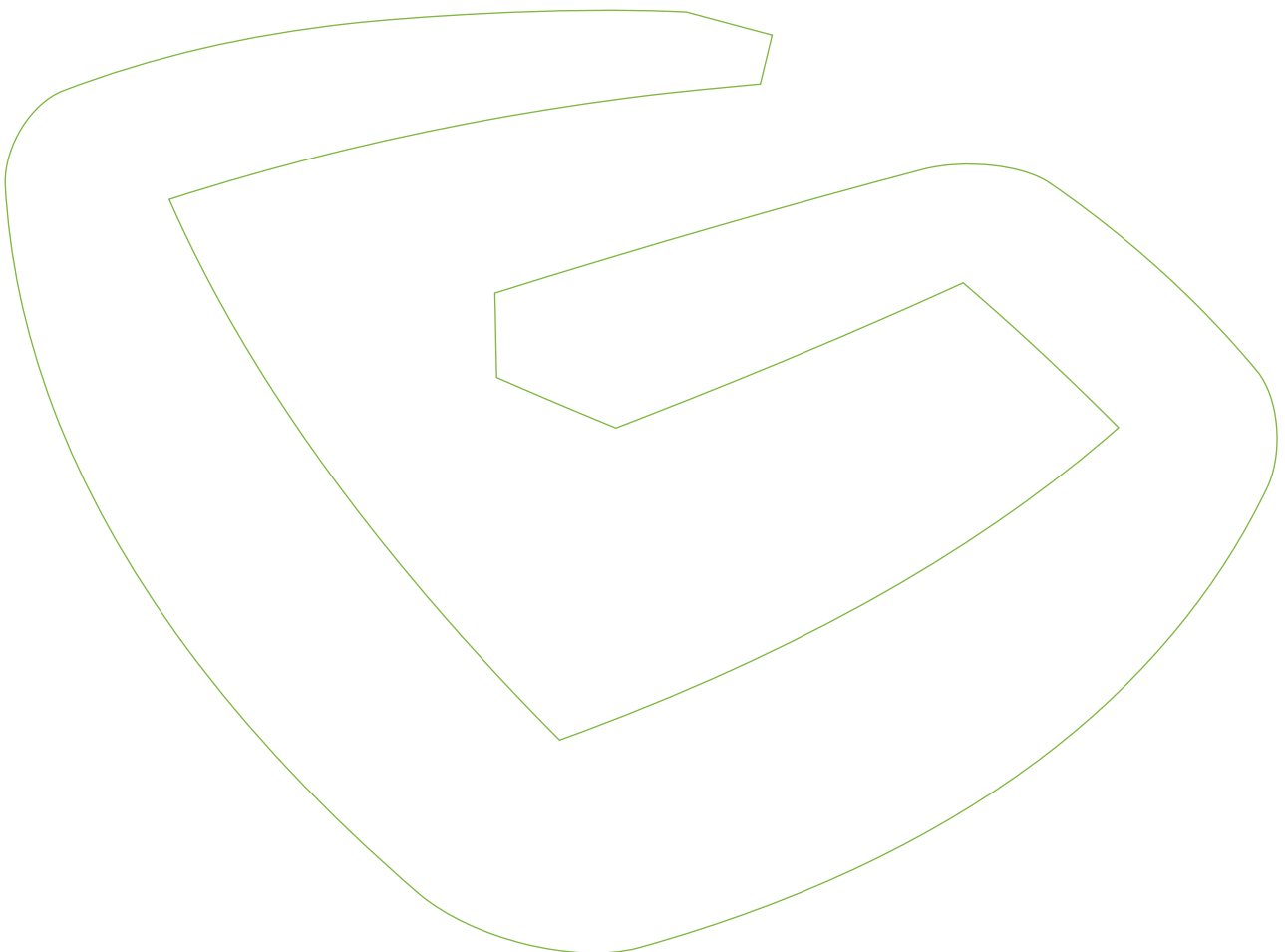
„Die Maßnahme ‚Leitung Elbe Süd – Achim‘ ist in der Basisvariante (ID 636-01) mit einem kleineren Leitungsdurchmesser dimensioniert als in der Grüngasvariante (ID 767-01). Sollten die Maßnahmen zur Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur zum Zeitpunkt der Entscheidung der BNetzA über den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 noch nicht bestätigungsfähig sein, wäre die Maßnahme mit der ID 636-01 für die Deckung des Bedarfs der Basisvariante erforderlich.“

Aus diesem Grund haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Maßnahme „Leitung Elbe Süd – Achim“ mit der ID-Nummer 636-01 ebenfalls in den Umsetzungsbericht 2021 aufgenommen.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 sind die LNG-Anbindungsmaßnahmen in Kapitel 3.2.6 dargestellt. Zu diesen Maßnahmen wird im vorliegenden Umsetzungsbericht in einem gesonderten Kapitel 3.6 berichtet.

# Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

3



### 3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas

Entsprechend § 15b EnWG muss der Umsetzungsbericht Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans und, im Falle von Verzögerungen der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die folgenden Ausführungen beziehen sich stets auf den Netzausbauvorschlag des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

- In Kapitel 3.1 weisen die Fernleitungsnetzbetreiber den Umsetzungsstand der Maßnahmen vollständig in tabellarischer Form und darüber hinaus die wesentlichen Leitungs- und Verdichterbaumaßnahmen grafisch in einer Karte aus.
- In Kapitel 3.2 werden die Maßnahmen aufgelistet, die zwischenzeitlich in Betrieb genommen werden konnten.
- Kapitel 3.3 behandelt Maßnahmen mit einer Veränderung. In dem jeweiligen Unterkapitel wird zwischen den Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von technischen Parametern und den Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten unterschieden und entsprechend berichtet.
- Kapitel 3.4 berichtet über Maßnahmen, die entfallen können.
- In Kapitel 3.5 werden Maßnahmen mit einer Verzögerung dargestellt und über die für die Verzögerung maßgeblichen Gründe informiert. In dem jeweiligen Unterkapitel wird zwischen den Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung und den Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung differenziert.
- Kapitel 3.6 berichtet über Maßnahmen, die im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 nachrichtlich ausgewiesen wurden.

Der Stichtag der Betrachtung in diesem Umsetzungsbericht 2021 ist der 01. Januar 2021.

Maßnahmen, die im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden, werden im Umsetzungsbericht 2021 sowie in der [NEP-Gas-Datenbank](#) nicht mehr aufgeführt. Dies gilt für die Maßnahmen in Tabelle 2. Die Maßnahmen 221-01, 432-02b und 507-01h hatten im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 den Status Inbetriebnahme. Da der Status Inbetriebnahme längere Zeiträume umfassen kann, waren die Maßnahmen zum Stichtag 01. Januar 2021 noch nicht in Betrieb genommen und müssen daher weiterhin Bestandteil des Umsetzungsberichts 2021 sein.

**Tabelle 1: Im Umsetzungsbericht 2021 nicht mehr betrachtete Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2020)**

Folgende Maßnahmen werden im Umsetzungsbericht 2021 nicht mehr betrachtet, da diese bereits im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden.

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	028-04a	Leitung Forchheim – Finsing	OGE
2	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung	OGE
3	036-04	VDS Wertingen	bayernets/OGE
4	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach	OGE/GRTD
5	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	OGE/GRTD
6	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	OGE
7	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/Achim/Delmenhorst)	GUD
8	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung	OGE
9	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen	bayernets/OGE
10	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee	bayernets/OGE
11	412-04	Erdgasempfangsstation Lubmin II	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
12	503-02a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen	GUD
13	507-01b	Anbindungsleitung NEL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
14	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
15	507-01f	GDRM-Anlage Deutschneudorf-EUGAL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
16	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL	ONTRAS
17	507-02i	GDRM-Anlage Steinitz	GUD/ONTRAS
18	507-01j	GDRM-Anlage Groß Körös	ONTRAS
19	507-02k	GDRM-Anlage Sülstorf	Fluxys D/GUD/NEL Gastransport

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 3.1 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas

Der Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzausbauvorschlags des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 ist in der Tabelle 2 dargestellt.

In Tabelle 2 werden für die Maßnahmen in einer Spalte „realisierte km“ ausgewiesen. Unter „realisierte km“ sind die im Rahmen einer Maßnahme im Rohrgraben verlegten Leitungsabschnitte zu verstehen. Dabei handelt es sich nicht zwangsläufig um vollständig miteinander verbundene betriebsbereite Teilabschnitte. Gerade bei Leitungsbaumaßnahmen mit einer größeren Länge kann, z. B. wegen Genehmigungsaufgaben wie Bauzeitenbeschränkungen oder aus technischen Gründen, nicht chronologisch von einem Startpunkt zu einem Endpunkt gebaut werden. Deshalb würde die Angabe der betriebsbereiten Länge dem jeweiligen Projektfortschritt nicht gerecht werden.

Tabelle 2: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01. Januar 2021

Netzausbaumaßnahmen																										
Nr.	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	ID-Nr. im USB 2021	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme								
				NEP GAS 2020-2030	USB 2021																					
1	067-02a	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath															23,2	1,5	12/2022	12/2022			12/2022		
2	067-03b	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung															0,2	0,0	12/2022	12/2022			12/2022		
3	112-03	112-03	Anbindung Heilbronn															28,0	0,0	12/2021	12/2021			12/2021		
4	116-02	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)															0,1	0,0	12/2021	12/2021			12/2021		
5	119-03	119-03	GDRM-Anlage Achim															0,1	0,0	10/2021	10/2021			10/2021		
6	203-02	203-02	VDS Würselen															0,0	0,0	03/2021	03/2021			03/2021		
7	204-02a	204-02a	ZEELINK 1															112,0	105,2	03/2021	03/2021			03/2021		
8	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung															0,1	0,1	03/2021	03/2021			03/2021		
9	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung															0,1	0,1	12/2021	12/2021			12/2021		
10	204-02d	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung															0,1	0,1	12/2021	12/2021			12/2021		
11	205-02a	205-02a	ZEELINK 2															115,0	110,9	03/2021	03/2021			03/2021		
12	205-02b	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung															0,1	0,0	03/2021	03/2021			03/2021		
13	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn															0,1	0,0	12/2019	12/2019			12/2019		
14	208-02	208-02	GDRM-Anlage Rimpär															0,1	0,1	12/2020	12/2020			12/2020		
15	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)															0,0	0,0	10/2021	10/2021			10/2021		
16	223-01	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)															0,0	0,0	06/2021	06/2021			06/2021		
17	229-01	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2026-2029															0,0	0,0	12/2028	12/2028			12/2028		
18	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas															0,0	0,0	07/2026	07/2026			07/2026		
19	301-01	301-01	Überspeisung Embsen															0,0	0,0	10/2021	10/2021			07/2024		
20	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne															23,0	22,0	12/2021	12/2021			12/2021		
21	305-02	305-02	Reversierung TENP															0,0	0,0	12/2020	12/2020			12/2020		
22	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn															0,1	0,0	12/2020	12/2020			12/2020		
23	308-02b	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)															0,1	0,1	12/2020	12/2020			12/2020		
24	309-01	309-01	VDS MEGAL Rimpär															0,1	0,1	12/2020	12/2020			12/2020		

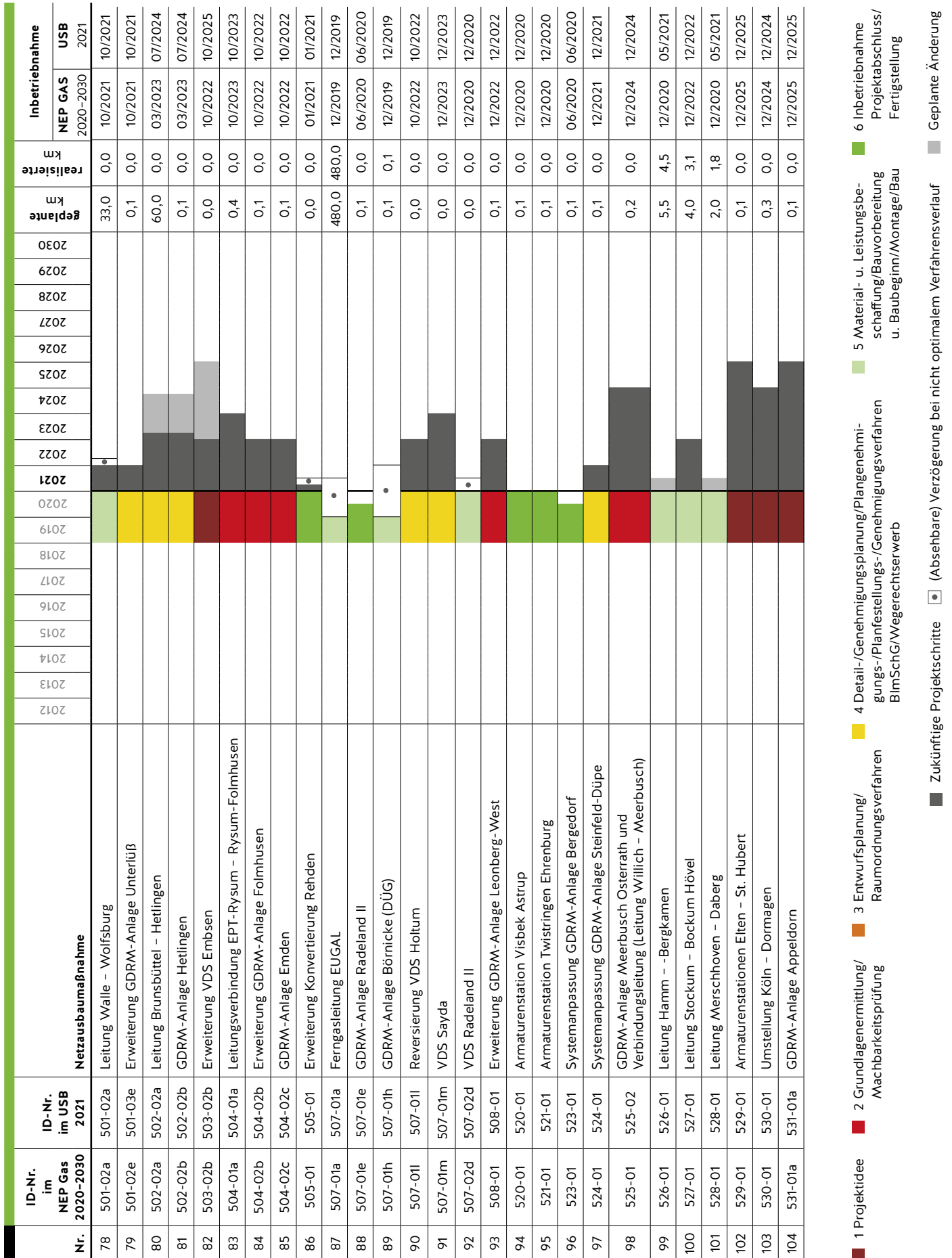
- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. Leistungsbereitstellung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/Fertigstellung ■ Geplante Änderung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Nr.	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	ID-Nr. im USB 2021	Netzausbaumaßnahme											geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme									
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	NEP GAS 2020-2030
25	310-02	310-02	GDRW-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2020	12/2020
26	311-02	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpar																			0,3	0,2	12/2020	12/2020
27	312-02	312-02	VDS MEGAL Rimpar																			0,0	0,0	12/2023	12/2023
28	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas																			1,0	0,0	12/2020	09/2021
29	323-02	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal																			0,2	0,2	10/2020	10/2020
30	325-01	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2020	12/2020
31	326-02	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2020	12/2020
32	327-03	327-03	GDRW-Anlage Niederscheiden u. Verbindungsleitung																			0,3	0,3	12/2020	12/2020
33	328-03	328-03	GDRW-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2020	12/2020
34	329-03	329-03	GDRW-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung																			0,2	0,2	12/2020	12/2020
35	330-02	330-02	GDRW-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung																			0,2	0,2	12/2020	12/2020
36	331-01	331-01	GDRW-Anlage Scheidt																			0,2	0,2	12/2020	12/2020
37	333-02	333-02	GDRW-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung																			0,2	0,0	12/2021	12/2021
38	334-02	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2020	12/2020
39	335-02a	335-02a	GDRW-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung																			0,2	0,0	12/2021	12/2021
40	335-02b	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederscheiden																			7,0	0,1	12/2021	12/2021
41	336-02	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2020	12/2020
42	337-02	337-02	GDRW-Anlage Porz																			0,1	0,0	12/2024	12/2024
43	338-02	338-02	GDRW-Anlage Paffrath																			0,2	0,0	12/2022	12/2022
44	402-02a	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)																			41,0	0,0	12/2024	12/2024
45	402-02b	402-02b	GDRW-Anlage Wertingen 2																			0,3	0,0	12/2024	12/2024
46	402-02c	402-02c	GDRW-Anlage Kötz																			0,4	0,0	12/2024	12/2024
47	410-02a	410-02a	GDRW-Anlage Rehden																			0,1	0,0	12/2020	12/2020
48	410-02b	410-02b	GDRW-Anlage Drohne																			0,1	0,0	12/2020	12/2020
49	415-01	415-01	VDS Krummhörn																			0,0	0,0	12/2022	12/2022
50	416-02	416-02	VDS Legden																			0,0	0,0	12/2023	12/2023
51	417-02	417-02	VDS Nordschwarzwaldeleitung																			0,0	0,0	12/2023	12/2023
52	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten																			0,0	0,0	12/2022	12/2022

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/Fertigstellung ■ Geplante Änderung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Nr.	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	ID-Nr. im USB 2021	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme									
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	NEP GAS 2020-2030	USB 2021	
53	419-02	419-02	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung																					0,1	0,1	01/2020	01/2020
54	420-01	420-01	VDS Emsbüren																					0,0	0,0	12/2020	12/2020
55	422-01	422-01	VDS Elten																					0,0	0,0	09/2022	12/2022
56	431-02	431-02	GDRM-Anlage Emstek																					0,3	0,0	12/2021	10/2022
57	432-02b	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage																					1,3	1,3	06/2020	06/2020
58	435-03	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
59	436-02a	436-02a	Leitung Heiden Marbeck – Heiden Borken																					1,5	0,0	12/2026	12/2026
60	436-02b	436-02b	Leitung Heiden Borken – Dorsten																					17,0	0,0	12/2026	12/2026
61	437-01	437-01	GDRM-Anlage Heiden – Borken und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2026	12/2026
62	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe																					0,1	0,0	12/2025	12/2025
63	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung																					0,5	0,0	12/2022	12/2022
64	440-02	440-02	Leitung Erftstadt – Euskirchen																					18,4	0,0	12/2021	12/2021
65	441-02	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2023	12/2023
66	442-02	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2023	12/2023
67	443-02	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung																					0,3	0,0	12/2024	12/2024
68	444-01	444-01a	GDRM-Anlage Werne/Stockum u. Verbindungsleitung																					0,2	0,0	12/2025	05/2021
69	444-01	444-01b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung																					0,0	0,0	12/2025	12/2025
70	445-01a	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert – Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG)																					0,1	0,1	12/2021	12/2021
71	445-01b	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert – Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE)																					0,1	0,1	12/2021	12/2021
72	446-01	446-01	Umstellung Wipperfürth – Niederscheiden																					0,1	0,0	05/2022	05/2022
73	447-01	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas- Umstellungen (bisher nicht genauer spezifiziert)																					0,0	0,0	12/2029	12/2029
74	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
75	449-02	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL1)																					25,0	0,0	10/2024	10/2024
76	450-01	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule																					0,1	0,0	12/2022	12/2022
77	451-02	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein																					0,1	0,0	12/2022	12/2022

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/Fertigstellung ■ Geplante Änderung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf







Nr.	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	ID-Nr. im USB 2021	Netzausbaumaßnahme												geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme									
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	NEP GAS 2020-2030	USB 2021
133	631-01	631-01	GDRW-Anlage Lubmin 2																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
134	632-01	632-01	GDRW-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
135	633-01	633-01	VDS NEL (Mitte)																				0,0	0,0	12/2025	12/2025
136	634-01	634-01	Leitung NEL West																				52,0	0,0	12/2026	12/2026
137	635-01	635-01	GDRW-Anlage Emsben																				0,1	0,0	10/2022	10/2022
138	636-01	636-01	Leitung Elbe Süd – Achim																				100,0	0,0	12/2025	12/2025
139	637-01	637-01	Anpassung Verdichter Achim																				0,0	0,0	03/2023	11/2025
140	638-01	638-01	Vorwärmung Emsben																				0,0	0,0	10/2021	11/2025
141	639-01	639-01	GDRW-Anlage Achim																				0,1	0,0	10/2022	10/2022
142	640-01	640-01	Leitung Stade – Elbe Süd																				12,0	0,0	03/2023	11/2025
143	641-01	641-01	GDRW-Anlage Elbe Süd																				0,1	0,0	03/2023	11/2025
144	642-01	642-01	GDRW-Anlage Ludwigshafen																				0,1	0,0	10/2027	10/2027
145	650-01	650-01	GDRW-Anlage Herringhausen																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
146	651-01	651-01	GDRW-Anlage Neuss Rheinpark u. Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2024	12/2024
147	652-01	652-01	GDRW-Anlage Engelbostel u. Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2022	12/2022
148	653-01	653-01	GDRW-Anlage Kleinenhammer u. Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2028	12/2028
149	654-01	654-01	Armaturenstation Iserlohn Hennen																				0,0	0,0	12/2021	12/2021
150	655-01	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig u. Verbindungsleitung																				0,2	0,0	12/2026	12/2026
151	656-01	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2026	12/2026
152	657-01	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)																				0,0	0,0	01/2024	01/2024
153	658-01	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)																				0,0	0,0	01/2028	01/2028
154	659-01	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)																				0,0	0,0	01/2024	01/2024
155	701-01	701-01	Umstellung Leitungssystem Energiepark Bad Lauchstädt																				20,0	0,0	12/2022	12/2022
156	702-01	702-01	Umstellung Leitungssystem Lingen – Bad Bentheim																				55,0	0,0	12/2022	12/2022
157	703-01	703-01	Umstellung Leitungssystem Messingen – Egenstedt																				185,0	0,0	12/2030	12/2030
158	704-01	704-01	Umstellung Leitungssystem Mitte Weser – Kolshorn																				92,9	0,0	12/2030	12/2030

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung ■ Geplante Änderung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Nr.	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	ID-Nr. im USB 2021	Netzausbaumaßnahme											geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme		
				2020-2030	NEP GAS	USB	2021											
159	705-01	705-01	Umstellung Leitungssystem Lönigen – Emsbüren											55,0	0,0	12/2030	12/2030	
160	706-01	706-01	Umstellung Leitungssystem Emsbüren – Bad Bentheim												15,0	0,0	12/2026	12/2026
161	707-01	707-01	Umstellung Leitungssystem Bad Bentheim – Legden												31,0	0,0	12/2022	12/2022
162	708-01	708-01	Umstellung Leitungssystem Legden – Dorsten												38,0	0,0	12/2026	12/2026
163	709-01	709-01	Umstellung Leitungssystem Rheine – Wettringen												3,5	0,0	12/2030	12/2030
164	710-01	710-01	Umstellung Leitungssystem Wettringen – Albachten												43,2	0,0	12/2030	12/2030
165	711-01	711-01	Umstellung Leitungssystem Elten – Sonsbeck (NETG)												42,3	0,0	12/2030	12/2030
166	712-01	712-01	Umstellung Leitungssystem Sonsbeck – Hamborn												34,0	0,0	12/2030	12/2030
167	713-01	713-01	Umstellung Leitungssystem Kalle – Ochtrup												48,8	0,0	12/2025	12/2025
168	714-01	714-01	Umstellung Leitungssystem Elbe Süd – Heidenau												41,1	0,0	12/2025	12/2025
169	715-01	715-01	Umstellung Leitungssystem Eckel – Achim												73,4	0,0	12/2025	12/2025
170	716-01	716-01	Umstellung Leitungssystem Oude Statenzijl – Ganderkesee												89,4	0,0	12/2030	12/2030
171	717-01	717-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee – Achim												40,8	0,0	12/2025	12/2025
172	718-01	718-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee – Bremen												17,1	0,0	12/2025	12/2025
173	719-01	719-01	Umstellung Leitungssystem Folmhusen – Nüttermoor												18,4	0,0	12/2030	12/2030
174	720-01	720-01	Umstellung Leitungssystem Barßel – Rheine												108,5	0,0	12/2030	12/2030
175	721-01	721-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee – Drohne												80,4	0,0	12/2030	12/2030
176	722-01	722-01	GDRW-Anlage Ganderkesee												0,1	0,0	12/2030	12/2030
177	723-01	723-01	GDRW-Anlage Barßel												0,1	0,0	12/2030	12/2030
178	724-01	724-01	Umstellung Leitungssystem Südbayern (anonym)												9,2	0,0	12/2023	12/2023
179	730-01	730-01	GDRW-Anlage Schlootdamm/Steinfeld												0,1	0,0	12/2030	12/2030
180	731-01	731-01	Neubau Leitung Frensdorfer Bruchgraben – Frenswegen												1,4	0,0	12/2025	12/2025
181	732-01	732-01	Neubau Leitung Egenstedt – Hallendorf												30,0	0,0	12/2030	12/2030
182	733-01	733-01	Neubau Leitung Dorsten – Hamborn												37,0	0,0	12/2026	12/2026
183	734-01	734-01	Neubau Leitung Epe – Ochtrup												10,0	0,0	12/2026	12/2026
184	735-01	735-01	Neubau Leitung Dorsten – Marl												8,0	0,0	12/2026	12/2026
185	736-01	736-01	GDRW-Anlage Elten und Verbindungsleitung												0,1	0,0	12/2030	12/2030
186	737-01	737-01	GDRW-Anlage Sonsbeck und Verbindungsleitung												0,1	0,0	12/2030	12/2030

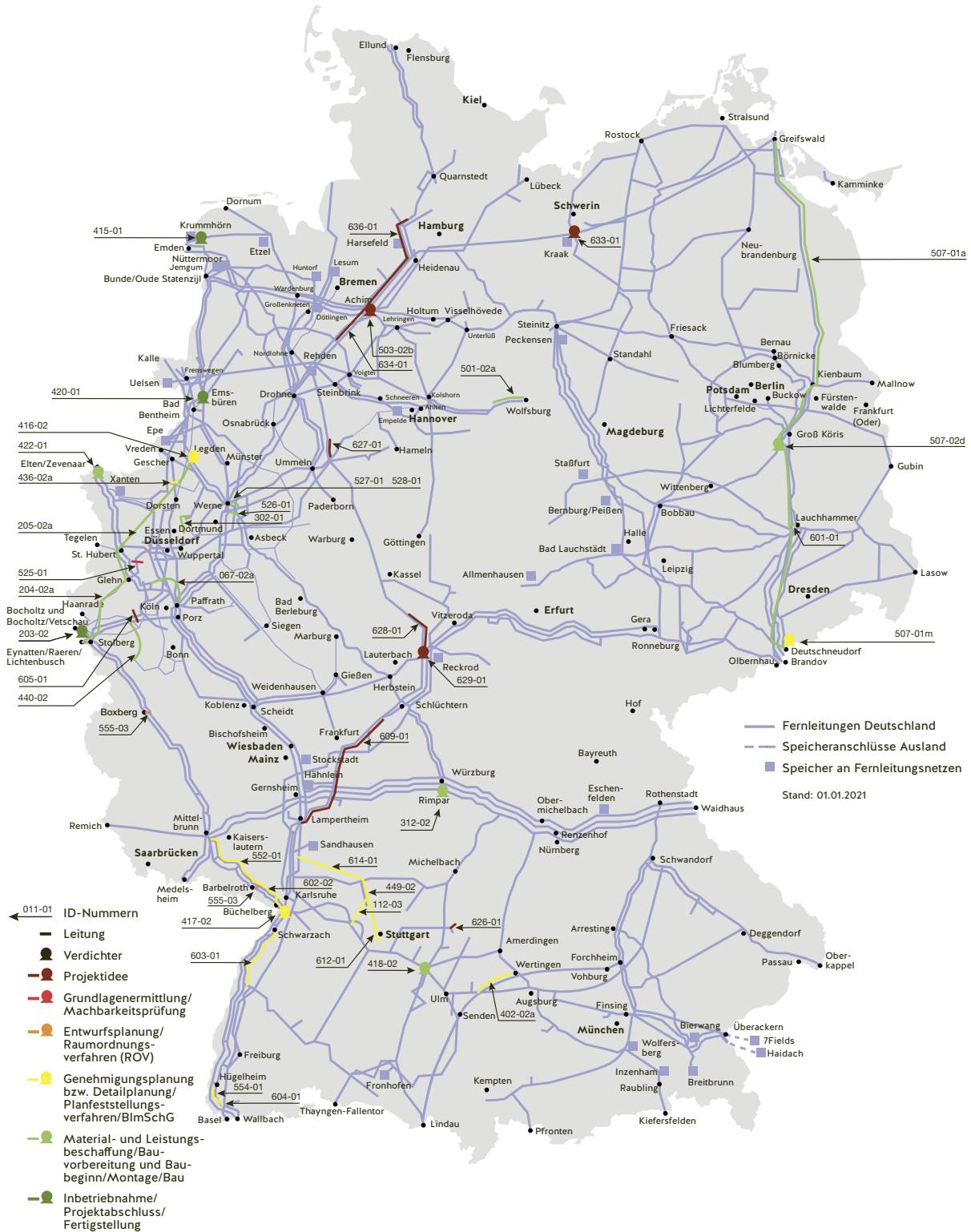
- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. Leistungsbereitstellung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf ■ Geplante Änderung

Nr.	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	ID-Nr. im USB 2021	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme									
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	NEP Gas 2020-2030	USB 2021	
187	738-01	738-01	GDRW-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
188	739-01	739-01	GDRW-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung																					0,0	0,0	12/2026	12/2026
189	740-01	740-01	GDRW-Anlage Bad Bentheim und Verbindungsleitung																					0,0	0,0	12/2026	12/2022
190	741-01	741-01	GDRW-Anlage Emsbüren und Verbindungsleitung																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
191	742-01	742-01	Armaturenstation Wettringen und Verbindungsleitung																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
192	743-01	743-01	Neubau Leitung Vlieghuis – Kalle																					0,0	0,0	12/2025	12/2025
193	760-01	760-01	Leitung Rehden – Diepholz																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
194	761-01	761-01	Leitung Egenstedt – Clauen																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
195	762-01	762-01	Leitung Wallach – Alpen																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
196	763-01	763-01	Leitung Budberg – Eversael																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
197	764-01	764-01	Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck – Oberhausen																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
198	765-01	765-01	GDRW-Anlage Glehn II																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
199	766-01	766-01	GDRW-Anlage Hamborn I																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
200	767-01	767-01	Leitung Elbe Süd – Achim																					0,0	0,0	12/2030	12/2030
201	768-01	768-01	Leitung Hassel – Westen																					0,0	0,0	12/2030	12/2030

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung ■ Geplante Änderung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Abbildung 1: Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas (Basisvariante)

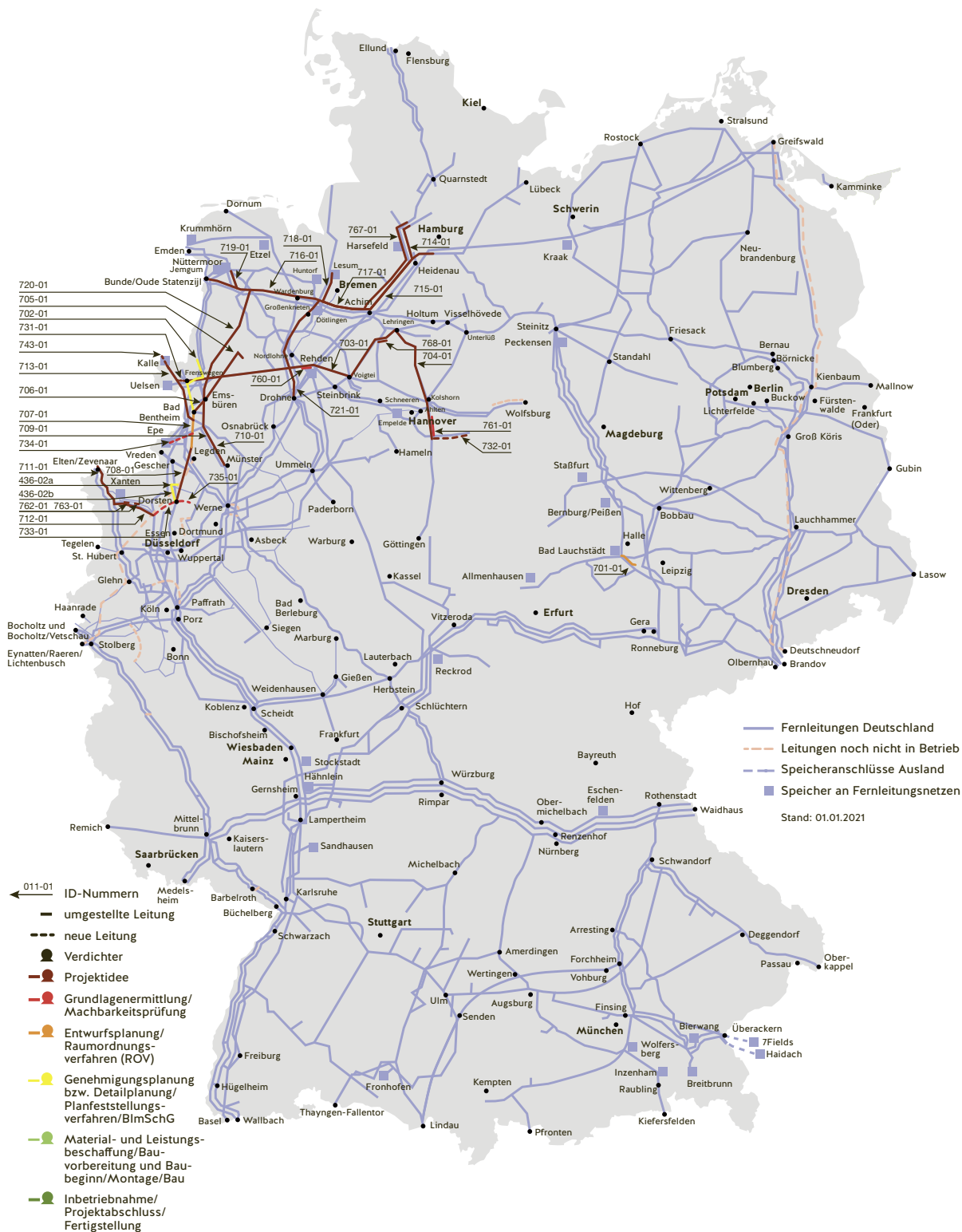
Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in der Karte die unter dem Attribut „Maßnahmenart“ in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen Leitungen und Verdichteranlagen dargestellt.



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 2: Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas (Grüingasvariante)

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in der Karte die unter dem Attribut „Maßnahmenart“ in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen Leitungen und Verdichteranlagen dargestellt.



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 3.2 In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Die folgenden Tabellen zeigen die Maßnahmen mit dem aktuellen Projektstatus „Inbetriebnahme“ bzw. „Projektabschluss/Fertigstellung“ im Umsetzungsbericht 2021.

**Tabelle 3: Projektstatus Projektabschluss/Fertigstellung (Stichtag 01. Januar 2021)**

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	OGE
2	309-01	VDS MEGAL Rimpar	OGE (44,96 %) / GRDT (55,04 %)
3	310-02	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung	OGE
4	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	Thyssengas
5	327-03	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	OGE
6	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	OGE
7	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	OGE
8	420-01	VDS Emsbüren	OGE
9	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup	GTG Nord
10	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg	GTG Nord
11	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf	GTG Nord

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Tabelle 4: Projektstatus Inbetriebnahme (Stichtag 01. Januar 2021)**

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	203-02	VDS Würselen	OGE (75 %) / Thyssengas (25 %)
2	208-02	GDRM-Anlage Rimpar	OGE (44,96 %) / GRDT (55,04 %)
3	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	GUD
4	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	GUD
5	311-02	Leitung Schlüchtern – Rimpar	OGE
6	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	OGE (68,4 %) / Thyssengas (31,6 %)
7	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	OGE (69,4 %) / Thyssengas (30,6 %)
8	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	OGE
9	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	OGE
10	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung	OGE
11	410-02a	GDRM-Anlage Rehden	GASCADE
12	410-02b	GDRM-Anlage Döhne	GASCADE
13	415-01	VDS Krummhörn	OGE
14	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage	GTG Nord
15	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG)	OGE (50 %) / Thyssengas (50 %)
16	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE)	OGE
17	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II	Fluxys D (16,5 %) / GASCADE (50,5 %) / GUD (16,5 %) / ONTRAS (16,5 %)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben 28 Maßnahmen den Projektstatus Projektabschluss/Fertigstellung oder Inbetriebnahme erreicht. Dabei handelt es sich um drei Verdichtermaßnahmen mit einer Leistung von insgesamt 62 MW, zwölf GDRM-Anlagen, acht Armaturenstationen und fünf sonstige Maßnahmen.



### 3.3 Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

#### 3.3.1 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von technischen Parametern

Im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben sich bei den folgenden Maßnahmen Veränderungen bei den technischen Parametern ergeben:

##### **Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß (ID 501-03e)**

Im Rahmen der Detailplanung ergab sich die Notwendigkeit eines größeren Nenndurchmessers (DN) zur angestrebten Kapazitätserhöhung im Raum Hannover Ost.

##### **GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath (Leitung Willich – Meerbusch) (ID 525-02)**

Im Rahmen der Grundlagenermittlung und Machbarkeitsprüfung und der Vorbereitung der Unterlagen für die Genehmigungsverfahren hat sich eine Alternative zum Leitungsneubau durch eine Verbindung der von L-Gas auf H-Gas umzustellenden Leitung mit einer H-Gas-Leitung der Thyssengas ergeben.

Daher werden die Planungen für die Umsetzung der Maßnahme mit der GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath und Verbindungsleitung weitergeführt.

##### **Leitung Schwanheim – Au am Rhein (Leitung Schwanheim – Elchesheim) (ID 602-02)**

Untersuchungen zur Integrität der TENP I Leitung haben ergeben, dass ein Teilabschnitt der Bestandsleitung zwischen Klingenmünster und Au wieder in Betrieb gesetzt werden konnte. Diese Wiederinbetriebsetzung wirkt sich um 18 km reduzierend auf die geplante Ausbaulänge aus, die nunmehr zwischen Schwanheim und Au am Rhein umgesetzt wird.

#### 3.3.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer geplanten Änderung des Inbetriebnahmedatums (z. B. wegen der geänderten L-H-Gas-Umstellungsplanung) beziehen sich auf Veränderungen gegenüber den im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermeninen.

##### **Überspeisung Embsen (ID 301-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der Vorwärmung auf der Station Embsen zur Ableitung der Mengen der LNG-Anlage Brunsbüttel, für die Marktraumumstellung und erhöhter Langfristprognosen. Entsprechend der seitens des Betreibers angekündigten Änderung der Inbetriebnahme der LNG-Anlage Brunsbüttel kann auch die Inbetriebnahme der Maßnahme auf Juli 2024 geändert werden.

##### **Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas (ID 320-01)**

Das Umstellungskonzept sieht eine notwendige Inbetriebnahme in 09/2021 vor. Der Projektplan wurde daraufhin angepasst. Es ist keine Verzögerung einer Kapazitätsbereitstellung zu erwarten.

##### **GDRM-Anlage Emsteck (ID 431-02)**

Das Umstellungskonzept sieht eine notwendige Inbetriebnahme in 10/2022 vor. Der Projektplan wurde daraufhin angepasst. Es ist keine Verzögerung einer Kapazitätsbereitstellung zu erwarten.

##### **VDS Elten (ID 422-01)**

Der in der Modellierung zur Bereitstellung der Kapazitäten ermittelte Termin ist Dezember 2022. Der Projektplan wurde daraufhin angepasst. Es ist keine Verzögerung einer Kapazitätsbereitstellung zu erwarten.



### **GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung (ID 444-01a), GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (444-01b)**

Die Maßnahme GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung wurde im Rahmen der Konkretisierung der L-H-Gas Umstellungsplanung in zwei Maßnahmen aufgeteilt.

- Die Maßnahme GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung (ID 444-01a) wird zur Schaffung und Sicherstellung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung der Bereiche Oberaden und Werne – Ummeln – Döhne von L-Gas auf H-Gas mit einer Inbetriebnahme Mitte 2021 benötigt.
- Die Maßnahme GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (ID 444-01b) wird zur Schaffung und Sicherstellung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung der Bereiche Werne – Ummeln – Döhne, Münsterland und Gescher von L-Gas auf H-Gas mit einer Inbetriebnahme Ende 2025 benötigt.

### **Erweiterung VDS Embsen (ID 503-02b)**

Die Erweiterung der VDS Embsen um eine dritte Verdichtereinheit dient der Bereitstellung der in der Langfristprognose aufgeführten Kapazitäten in Richtung Schleswig-Holstein und erfüllt die gestiegenen Nutzungsanforderungen und Nutzungswahrscheinlichkeiten der Verdichter. Im Rahmen dieser Anforderungen wird die Maßnahme ab Oktober 2025 benötigt.

### **Leitung Hamm – Bergkamen (ID 526-01) und Leitung Merschhoven – Daberg (ID 528-01)**

Die Leitung Hamm – Bergkamen und die Leitung Merschhoven – Daberg sowie ein Teilabschnitt der Maßnahme der Leitung Stockum – Bockum Hövel (ID-527-01) werden für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die Umstellungsschritte sind für Mitte 2021 geplant. Daher werden die Leitungen Ende Mai 2021 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

### **Anpassung Verdichter Achim (ID 637-01)**

Durch eine seitens der Betreiber angekündigte Änderung der Inbetriebnahmedaten der LNG-Anlagen Stade und Brunsbüttel, kann auch die Maßnahme zur Ableitung der Gasmengen auf November 2025 geändert werden.

### **Vorwärmung Embsen (ID 638-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der Vorwärmung auf der Station Embsen zur Ableitung der Mengen der LNG-Anlage Stade, für die Marktraumumstellung und erhöhter Langfristprognosen. Entsprechend der seitens des Betreibers angekündigten Änderung der Inbetriebnahme der LNG-Anlage Stade, kann auch die Inbetriebnahme der Maßnahme auf November 2025 geändert werden.

### **GDRM-Anlage Bad Bentheim und Verbindungsleitung (ID 740-01)**

Bei der Maßnahme GDRM-Anlage Bad Bentheim und Verbindungsleitung (ID 740-01) wurde im Zuge der Konkretisierung der Planungen das Datum der Inbetriebnahme von 12/2026 auf 12/2022 angepasst.

## **3.4 Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030**

Die folgende Maßnahme ist im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 entfallen:

### **Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn (ID 501-02d)**

Im Zuge des Gesamt-Projektfortschritts und der Entwurfsplanung der Maßnahmen zur Kapazitätserhöhungen im Raum Hannover Ost, ergab sich unter Beibehaltung der Plangrößen die Möglichkeit zum Verzicht auf die Anpassung und Erweiterung der GDRM-Anlage Kolshorn.

### 3.5 Maßnahmen mit einer Verzögerung

#### 3.5.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung

Bei den folgenden Maßnahmen sind im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 Verzögerungen eingetreten:

##### **GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 206-02 und ID 307-01)**

Zur Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen den Leitungssystemen der MEGAL und der TENP sind in Mittelbrunn die Maßnahmen mit den ID-Nummern 206-02 und 307-01 umzusetzen.

Die Maßnahmen zur Verstärkung der Überspeisung zwischen MEGAL und TENP wurden planmäßig bis zur bauseitigen Trennung und Kapazitätsverstärkung der Systeme vorangetrieben. Aufgrund der unklaren Pandemiebedingten Lage (COVID-19) im März 2020, war eine termingerechte Wiederherstellung der System-Verbindung nicht sicherzustellen. Durch Fluxys/OGE wurde entschieden, aus Gründen der Versorgungssicherheit von Baden-Württemberg sowie der Schweiz und Italien den Betrieb des Provisoriums um ein Jahr zu verlängern und die Maßnahme im Jahr 2021 fertig zu stellen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **Reversierung TENP (ID 305-02)**

Die Maßnahme beinhaltet die Süd-Nord-Reversierung der Verdichterstation Hühelheim, eine Fahrwegserweiterung in der Verdichterstation Mittelbrunn sowie die Errichtung einer Deodorierungsanlage im Gebiet der Gemeinde Schwörstadt nahe der deutsch-schweizerischen Grenze. Die Reversierung der Verdichterstation Hühelheim und die Errichtung der Deodorierungsanlage wurden planmäßig abgeschlossen. Die Teilmaßnahme Fahrwegserweiterung in der Verdichterstation Mittelbrunn wird gemeinsam mit den zuvor genannten Maßnahmen in Mittelbrunn (ID 206/ID 307) in 2021 durchgeführt.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **GDRM-Anlage Scheidt (ID 331-01)**

Die Erweiterung und Reversierung der GDRM-Anlage in Scheidt zur Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem auf der Station Scheidt ist weit fortgeschritten. Der für den ersten Umstellungsschritt im Mai 2021 vorgesehene Teil der Maßnahme steht bis auf Restarbeiten zur Verfügung. Die Baumaßnahmen für die weiteren Umstellungsschritte erfolgen im Jahr 2021.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung (ID 419-02)**

Die Abnahme von Nebeneinrichtungen und der Steuerungstechnik konnte noch nicht abgeschlossen werden. Dies hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **GDRM-Anlage Bunde – Landschaftspolter und H-L-Gas-Mischanlage (ID 432-02b)**

Die Maßnahme „GDRM-Anlage Bunde – Landschaftspolter und H-L-Gas-Mischanlage“ konnte nicht vollständig fertiggestellt werden. Der Anlagebau ist abgeschlossen. Die Anlage konnte aber noch nicht an das H-Gas-Netz der GTS angeschlossen werden. Der Grund für die eingetretene Verzögerung sind Schwierigkeiten in der Materialbeschaffung. Der Anschluss an das H-Gas Netz und somit die Aufnahme des Mischbetriebs soll im Jahr 2021 erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **Leitung Walle – Wolfsburg (ID 501-02a)**

Die Inbetriebnahme der Leitung Walle – Wolfsburg war bis zum Oktober 2021 vorgesehen. Durch unvorhersehbare Verzögerungen im Genehmigungsverfahren erfolgt die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung nun im Januar 2022.

**Erweiterung Konvertierung Rehden (ID 505-01)**

Ursache für die neue Terminierung sind unvorhergesehene Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Konvertierungsanlage in Rehden. Die Inbetriebnahme erfolgt im zweiten Quartal 2021.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

**VDS Radeland II (ID 507-02d) und Ferngasleitung EUGAL (ID 507-01a)**

Ursache für die neue Terminierung sind unvorhergesehene Verzögerungen beim Bau der VDS Radeland II. Die Ferngasleitung EUGAL wird die vollen Transportkapazitäten zum zweiten Quartal 2021 erreichen.

**GDRM-Anlage Börnicke (DÜG) (ID 507-01h)**

Die Anlage Börnicke ist rohrentechnisch fertiggestellt und in Betrieb, kann jedoch aktuell noch nicht geregelt werden. Die vollständige Funktionalität des ursprünglich geplanten regelbaren Druckstufenübergangs konnte wegen eines fehlenden Bauteiles noch nicht erreicht werden. Der Einbau des fehlenden Sensors und die finale Inbetriebnahme der erweiterten Regelung soll 2021 erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

**3.5.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung**

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber den in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmeterminen.

**Anbindung Heilbronn (ID 112-03)**

Bei der Maßnahme Anbindung Heilbronn kommt es aufgrund des andauernden Planfeststellungsverfahrens zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme. Die Verlegung der rund 28 km langen Leitung setzt eine Vorbereitung der Trasse voraus. Für einige dieser vorbereitenden Arbeiten sind natur- und artenschutzrechtliche Bestimmungen zu beachten. So kann beispielsweise der Gehölzeinschlag nur zwischen Oktober und Februar durchgeführt werden. Für diesen wiederum ist das Vorliegen eines Planfeststellungsbeschlusses erforderlich. Da der Planfeststellungsbeschluss im Regierungsbezirk Stuttgart bis Februar 2021 nicht vorlag, kann mit der beschriebenen Trassenvorbereitung dort erst ab Oktober 2021 begonnen werden. Eine Verlegung der Leitung ist damit im Jahr 2021 im Regierungsbezirk Stuttgart nicht mehr möglich.

Durch die absehbare Verzögerung erfolgen die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung nun im Dezember 2022.

**VDS Legden (ID 416-02)**

Die Maßnahme ist für den Transport zusätzlicher Importleistungen gemäß der H-Gas-Quellenverteilung erforderlich und befindet sich zurzeit in der Planfeststellung. Die Inbetriebnahme ist gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 für 12/2023 vorgesehen. Es ist absehbar, dass die Inbetriebnahme erst Mitte 2024 erfolgen kann.

Die absehbare Verzögerung der Inbetriebnahme dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung. Auswirkungen auf die L-H-Gas Umstellung sind nicht zu erwarten.

**3.6 Nachrichtlich im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 enthaltene Maßnahmen**

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 wurden einige Maßnahmen nachrichtlich aufgeführt. Dementsprechend erfolgt eine entsprechende Berichterstattung im Umsetzungsbericht.

Bei den folgenden Maßnahmen hat sich die geplante Inbetriebnahme im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 verändert:

**Leitung Brunsbüttel – Hetlingen (ID 502-02a) und GDRM-Anlage Hetlingen (ID 502-02b)**

Die hier beschriebenen Maßnahmen werden zum Anschluss der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel benötigt. Entsprechend der seitens des Betreibers angekündigten Änderung der Inbetriebnahme der LNG-Anlage, kann auch die Inbetriebnahme der Maßnahmen auf Juli 2024 geändert werden.

**Leitung Stade – Elbe Süd (ID 640-01) und GDRM-Anlage Elbe Süd (ID 641-01)**

Die hier beschriebenen Maßnahmen werden zum Anschluss der geplanten LNG-Anlage in Stade benötigt. Entsprechend der seitens des Betreibers angekündigten Änderung der Inbetriebnahme der LNG-Anlage, kann auch die Inbetriebnahme der Maßnahmen auf November 2025 geändert werden.

Die folgenden Maßnahmen sind im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 entfallen:

**WAL (ID 606-01), GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung (ID 607-01) und GDRM-Anlage Friedeburg-Etzel und Verbindungsleitung (ID 608-01)**

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV für geplante LNG-Anlagen zu berücksichtigen. Für die geplante LNG-Anlage in Wilhelmshaven wurde die Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zwischenzeitlich zurückgenommen. Daher entfallen die im Netzentwicklungsplan nachrichtlich aufgeführten Maßnahmen für den Anschluss an das Leitungsnetz der Fernleitungsnetzbetreiber.

**3.7 Zusammenfassung zum Umsetzungsstand**

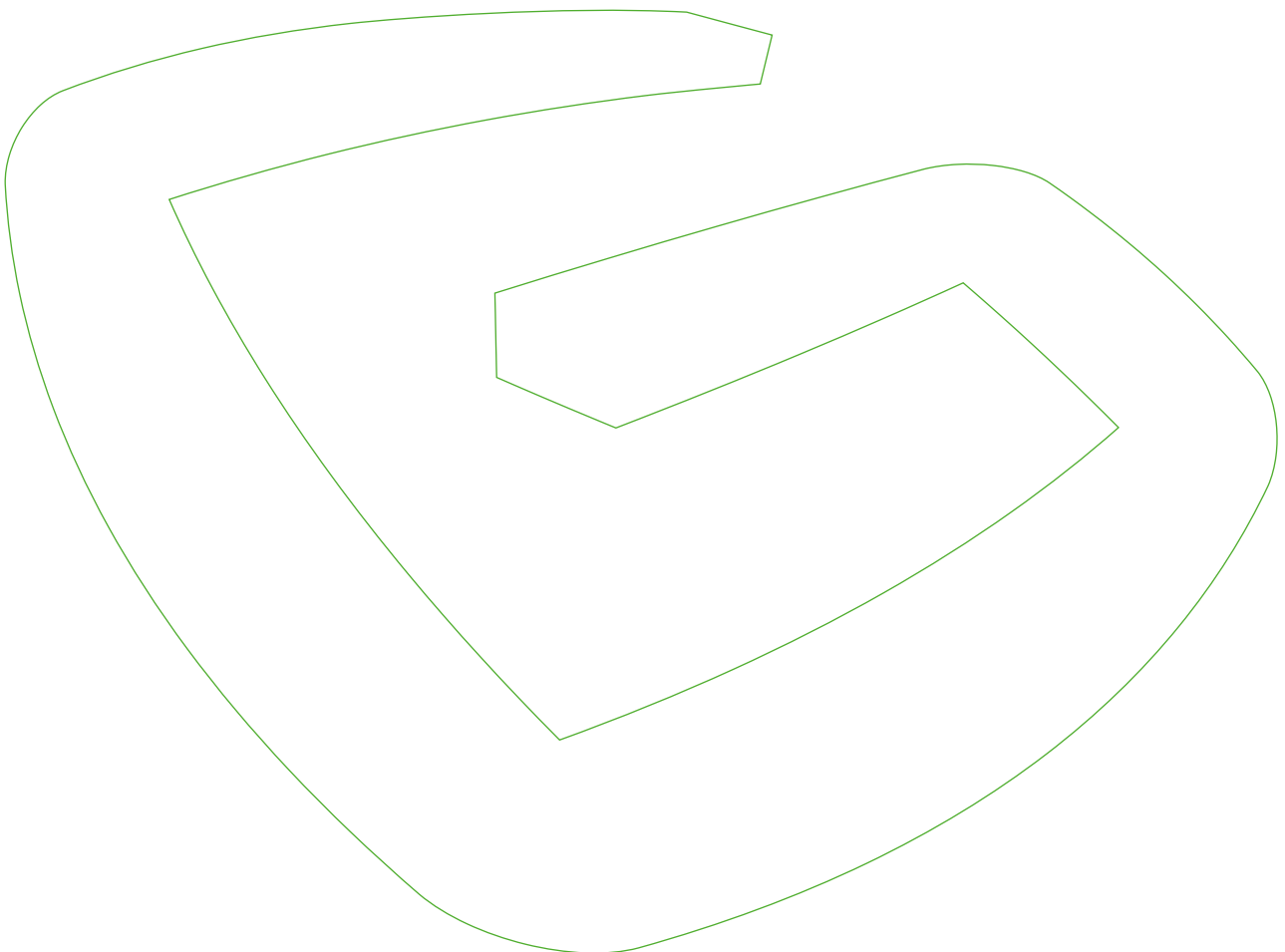
Zum Stand der Umsetzung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 lassen sich die folgenden Ergebnisse festhalten:

Gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben 28 Maßnahmen den Projektstatus Projektabschluss/Fertigstellung oder Inbetriebnahme erreicht. Dabei handelt es sich um drei Verdichtermaßnahmen mit einer Leistung von insgesamt 62 MW, zwölf GDRM-Anlagen, acht Armaturenstationen und fünf sonstige Maßnahmen.

- Im Umsetzungsbericht 2021 wurden 201 Maßnahmen betrachtet. Der Umsetzungsstand wurde zum Stichtag 01. Januar 2021 aktualisiert. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Umsetzungsbericht 2021 um den NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – USB zum NEP“ erweitert.
- Gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben 28 Maßnahmen den Projektstatus Projektabschluss/Fertigstellung oder Inbetriebnahme erreicht.
- Aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung wurden 15 Maßnahmen geändert.
- Eine Maßnahme konnte gegenüber dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 entfallen.
- Bei 13 Maßnahmen wurden Verzögerungen ausgewiesen. Bei fünf Maßnahmen hat dies Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.
- Die weiteren 172 Maßnahmen werden gemäß den Planungen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 unverändert fortgeführt.

# Entwicklung der L-Gas-Versorgung/ L-H-Gas-Umstellung

4



## 4 Entwicklung der L-Gas-Versorgung/L-H-Gas-Umstellung

### 4.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Das hochkalorische Erdgas (H-Gas) stammt im Wesentlichen aus Norwegen und Russland oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Die rückläufige L-Gas-Produktion hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Seit Oktober 2020 erfolgt zusätzlich ein kontinuierlicher Rückgang der aus den Niederlanden anstehenden L-Gas-Leistung. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Im Folgenden wird die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen und Umsetzungsberichten beschriebene L-H-Gas-Umstellungsplanung aktualisiert. Dazu sind Erfahrungen aus den bisherigen Umstellungen und eine aktuelle Sicht auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden in den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 eingeflossen.

Alle Auswertungen und Bilanzen basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung zum Stichtag 01. November 2020, dieser wird in der **NEP-Gas-Datenbank** dargestellt. Im Kapitel 4.8.3 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 beschrieben. Im Kapitel 4.8.4 werden mögliche Veränderungen erläutert. Deren Auswirkungen auf die Bilanzen und auf die Netzausbaumaßnahmen werden die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ausweisen.

### 4.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

#### Umgestellte Bereiche

Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 22 Bereiche mit insgesamt rund 980.000 Geräten umgestellt (vgl. Tabelle 5).

Im Netz der GUD wurde bereits im Jahr 2015 mit dem ersten Umstellungsbereich Schneverdingen begonnen. Im Jahr 2016 folgte die Umstellung der größeren Bereiche Walsrode und Fallingb. sowie die erste Umstellung eines direkt angeschlossenen Industriekunden. Im Jahr 2017 wurden fünf weitere Umstellungsbereiche von Nienburg bis Hannover (inklusive Umstellung von Kraftwerks- und Industriestandorten) und der Raum Bremen/Achim erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt. In den Jahren 2018 bis 2020 folgte die Umstellung weiterer Bereiche im Raum Bremen und die Umstellung im Raum von Hannover/Peine. Im Netzgebiet der GUD wurden im Jahr 2020 insgesamt rund 125.000 Geräte erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt.

Im Netz der OGE wurde mit dem ersten Umstellungsbereich, Teutoburger Wald 1, im Jahr 2017 begonnen. Bis einschließlich 2020 wurden im Netzgebiet der OGE Umstellungen in insgesamt 15 Umstellungsbereichen durchgeführt. Im Jahr 2020 sind dabei insgesamt rund 162.000 Geräte erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt worden. Der Schwerpunkt der Umstellungsaktivitäten im Jahr 2020 lag bei OGE im Bereich Mittelhessen, mit rund 92.000 Geräten und 13 direkt an das FNB-Netz angeschlossenen Industriekunden. Dabei wurde auch die vorgelagerte Erdgasversorgung der Städte Gießen und Wetzlar auf H-Gas umgestellt. Weiterhin wurden bei OGE die Umstellungsbereiche Bonn und Teutoburger Wald 5 umgestellt, sowie 7.000 Geräte im Umstellungsbereich Aggertalleitung.

Die Umstellungsbereiche Emsland I (Nowega), Hühthum (Thyssengas) sowie Posthausen I und Posthausen II (GTG Nord) wurden in den Jahren 2017 bis 2019 erfolgreich umgestellt. Im Jahr 2020 wurden zudem die Umstellungsbereiche EWE-Zone Teil I mit 60.000 Geräten (GTG), Aggertalleitung mit 39.000 Geräten (Thyssengas), und Teutoburger Wald 5 (Nowega) umgestellt.

Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 58,5 TWh und einer Leistung von 15,0 GWh/h.

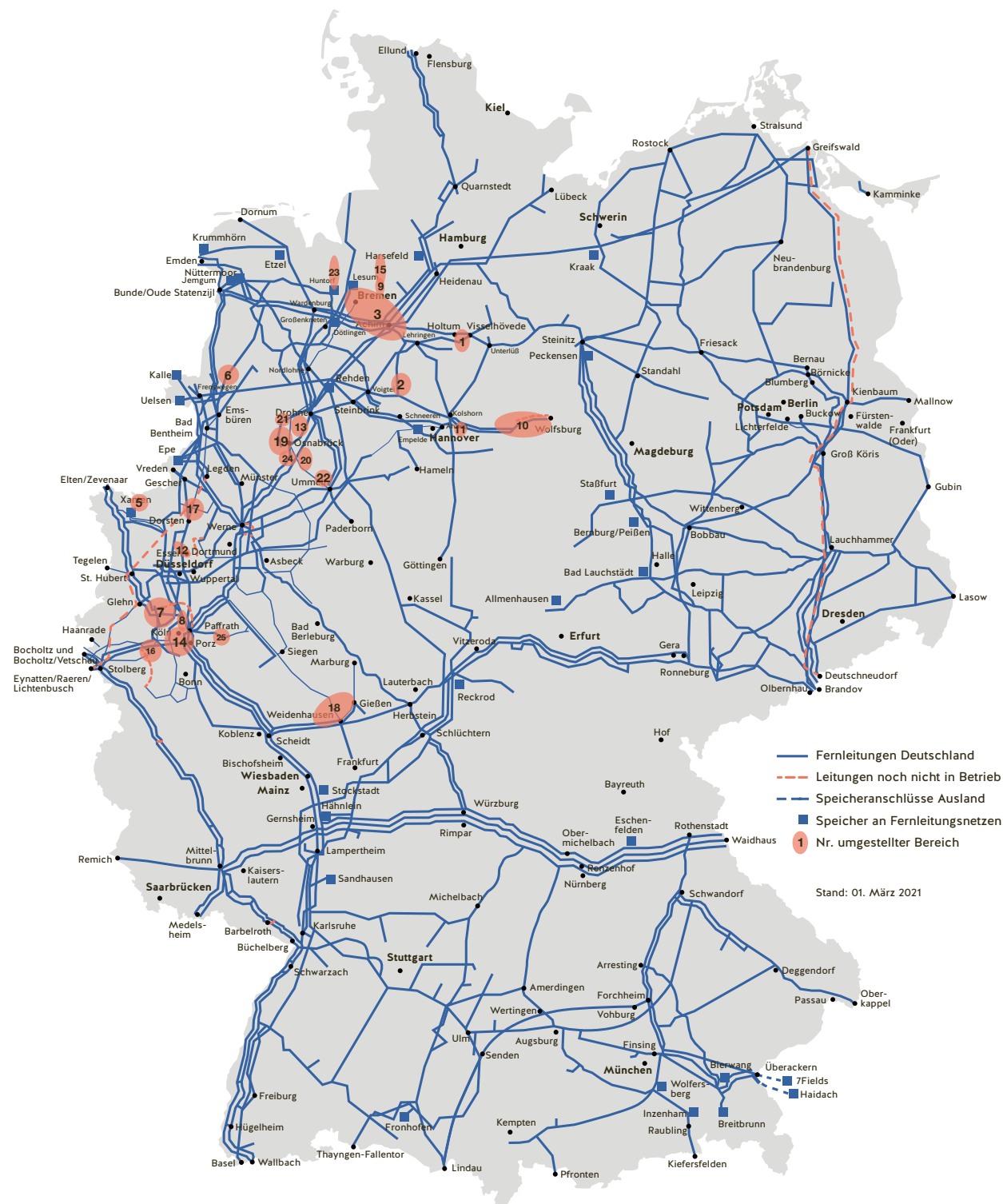
**Tabelle 5: Umgestellte Bereiche 2015–2020**

Nr. im NEP Gas 2020–2030	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
1	Schneverdingen	GUD	2015	8.000
1	Walsrode/Fallingbostel	GUD	2016	12.000
3	Achim	GUD	2017	23.000
2	Nienburg/Neustadt/Hannover Nord	GUD	2017	44.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2017	15.000
4	Teutoburger Wald 1	OGE	2017	2.000
5	Hühthum	Thyssengas	2017	10.000
6	Emsland 1*	Nowega	2017	–
7	Dormagen*	OGE	2017	–
8	Leverkusen*	OGE	2017	–
9	Posthausen I	GTG	2018	4.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2018	77.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2018	61.000
11	Peine	GUD	2018	15.000
12	Essen*	OGE	2018	–
13	Teutoburger Wald 2	OGE	2018	5.000
14	Köln*	OGE	2018	–
15	Posthausen II	GTG	2019	48.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2019	42.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2019	60.000
16	Bonn	OGE	2019	11.000
17	Marl*	OGE	2019	–
18	Mittelhessen	OGE	2019	63.000
19	Osnabrück	OGE	2019	64.000
20	Teutoburger Wald 3	OGE	2019	15.000
21	Teutoburger Wald 4	OGE	2019	3.000
22	Teutoburger Wald 6	OGE	2019	13.000
23	EWE-Zone Teil 1	GTG	2020	60.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2020	52.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2020	74.000
24	Teutoburger Wald 5	Nowega	2020	0
24	Teutoburger Wald 5	OGE	2020	39.000
25	Aggertalleitung	OGE	2020	7.000
25	Aggertalleitung	OGE	2020	39.000
16	Bonn	OGE	2020	25.000
18	Mittelhessen	OGE	2020	92.000

\* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



**Abbildung 3: Umgestellte Bereiche 2015–2020**

Hinweis: Die Basiskarte wurde für den Umsetzungsbericht 2021 aktualisiert (Stichtag 01. Januar 2021). Aktuell in Bau befindliche Maßnahmen sind in Hellrot dargestellt. In der **NEP-Gas-Datenbank** (Zyklus „2020 – USB zum NEP“) wurden in Bezug auf die Angaben zum Startnetz keine Veränderungen im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vorgenommen. Eine Aktualisierung des Startnetzes wird im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erfolgen.

Quelle: Fernleitungsbetreiber



## **Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung**

Die für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen technischen Netzausbaumaßnahmen wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber rechtzeitig fertiggestellt. Die Umstellung der Bereiche erfolgte an den zwischen den Beteiligten in den Umstellungsfahrplänen festgelegten Schaltterminen. Betroffen waren Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke sowie Industriekunden. Die Umstellung eines Speichers findet erstmals im Jahr 2021 statt. Im Zuge der Umstellung wurden bisher rund 980.000 Geräte angepasst.

Mindestens 38 Monate vor der Umstellung muss die Umstellung dem Kunden vom Fernleitungsnetzbetreiber angekündigt werden. Wo möglich, sollte für die optimale Abstimmung zwischen allen Beteiligten und zur Umsetzung eventuell notwendiger technischer Ausbauten eine längere Frist gewählt werden.

Bei der Umstellung von sehr großen Netzen können Netzteile als Pilotumstellungsbereiche ausgewiesen werden. Diese im Vorfeld umgestellten Pilotumstellungsbereiche können den Beteiligten mehr Sicherheit für den Ablauf der Marktraumumstellung geben.

Eine regelmäßige Abstimmung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern ist für die Einhaltung von Schaltterminen und die Bereitstellung von Kapazitäten erforderlich. Nach Abschluss des Umstellungskonzepts erfolgt in der Regel die Detailplanung durch die Verteilernetzbetreiber und deren Umstellungsdienstleister. Aus diesen Planungen resultierende Änderungen müssen mit dem Fernleitungsnetzbetreiber abgestimmt werden. Eventuelle geänderte Leistungsbedarfe sollten durch die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bei der Abgabe der internen Bestellungen berücksichtigt werden.

Schwankende Gasqualitäten führten bei einigen Verteilernetzbetreibern zu Herausforderungen bei der Umstellung, da Gasverbrauchsgeräte nach der Gasqualitätsumstellung auf einen Referenz-Wobbe-Index eingestellt werden müssen. Durch eine gegebenenfalls automatisierte Datenbereitstellung der Qualitätsparameter Brennwert und Wobbe-Index kann eine Optimierung des Prozesses auf beiden Seiten erreicht werden.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass für die reibungslose Abwicklung der Umstellung die Bearbeitung sogenannter „Restanten“ besonders kritisch sein kann. Hierunter sind Abnehmer zu verstehen, die durch den Verteilernetzbetreiber nicht zeitgerecht erreicht werden konnten. Dadurch können Situationen entstehen, bei denen die entsprechenden Geräte bis kurz vor der Schaltung nicht umgestellt oder zum Teil auch noch nicht erhoben werden konnten. Die zeitgerechte Einleitung geeigneter Maßnahmen wie beispielsweise auch Sperrprozesse ist erforderlich, um den vereinbarten Schalttermin halten zu können.

Das Eintreffen des H-Gases wurde bei den bisherigen Schaltungen in den Morgenstunden präferiert. Dies ist begründet durch die speziell in den Industriebetrieben direkt anfallenden Anpassungsarbeiten sowie der Ausnutzung der Morgenspitze, um das H-Gas möglichst schnell in den Verteilernetzen zu verbreiten. Das Eintreffen des H-Gases ist gerade auf längeren Leitungsabschnitten abhängig von unterschiedlichen Parametern (z. B. Leitungsdruck, Abnahme durch die angeschlossenen Netzknoten mit oder ohne Temperaturabhängigkeit). Das Zeitintervall für die Ankunft des H-Gases konnte in der Vergangenheit auf Basis der durch die Abnehmer prognostizierten Bezüge gut abgeschätzt werden. Im Einzelfall können sich auch längere Intervalle ergeben, oder es kann zu Konstellationen kommen, bei denen die prognostizierten Zeiträume nicht den Präferenzen aller an das Leitungssystem angeschlossener Abnehmer entsprechen.

### **4.3 Aktuelle Situation der Bereiche im Umstellungsjahr 2021 (COVID-19)**

Aufgrund der COVID-19-Pandemie und des Lockdowns haben sich im Jahr 2020 leichte Änderungen gegenüber der im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ursprünglich dargestellten Umstellungsplanung ergeben. Deutschlandweit mussten in Abstimmung mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern (VNB) Schaltschritte in verschiedenen Umstellungsbereichen um ein bis drei Monate verschoben werden. Diese Verschiebungen konnten überwiegend wieder aufgeholt werden, so dass die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden konnten. Lediglich ein Schaltschritt mit 6.000 Geräten wurde aus dem Jahr 2020 nach 2021 verschoben. Die letzten Schaltschritte des Jahres 2020 wurden im November durchgeführt, wobei die wieder ansteigende Anzahl von COVID-19 Infektionen keine wesentlichen Auswirkungen auf die Durchführungen dieser Umstellungen hatte.

Ein gemeinsames, vorausschauendes „Fahren auf Sicht“ durch die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber hat sich zum Umgang mit der COVID-19-Situation in der Marktraumumstellung etabliert. Gute Erfahrungen wurden darüber hinaus mit COVID-19-spezifischer Kommunikation zur Marktraumumstellung gemacht.

Für das Jahr 2021 bleibt abzuwarten, inwieweit COVID-19 erneut zu Verzögerungen in der Marktraumumstellung führt. Bis einschließlich Februar 2021 wurde bei den durchgeführten, vorzeitigen Geräteanpassungen nur von geringen COVID-19-bedingten Problemen berichtet. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des vorliegenden Umsetzungsberichtes (Mitte März 2021) kann hierzu jedoch noch keine endgültige Aussage getroffen werden. Zu beachten ist jedoch, dass die Steigerung der Gerätezahlen im Jahr 2021 (+45 % gegenüber dem Vorjahr) auch ohne COVID-19 eine große Herausforderung für die Dienstleistungsbranche darstellt.

#### 4.4 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Am 08. Januar 2018 sowie am 22. Mai 2019 hatten Erdbeben jeweils mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert. Insbesondere das Erdbeben im Jahr 2019 hat in den Niederlanden zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden.

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium angekündigt, die reguläre Erdgasförderung im Raum Groningen ab 2022 einzustellen. Um gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch in besonderen Situationen sicherstellen zu können, bleibt das Groningen-Feld mit einer minimalen Produktion aktiv. Derzeit wird geprüft, ob alternativ der niederländische Erdgasspeicher „Grijskerk“ ab dem Jahr 2022 als Kapazitätsreserve, beispielsweise für Ausfälle der Gasinfrastruktur während einer Kälteperiode, genutzt werden kann [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a].

Für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 war eine Fördermenge in Groningen von zunächst 11,8 Mrd. m<sup>3</sup> vorgesehen [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019], die im März 2020 auf 10,7 Mrd. m<sup>3</sup> reduziert wurde [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b]. Tatsächlich gefördert wurde eine Gasmenge von 8,7 Mrd. m<sup>3</sup> [GTS 2020], begünstigt im Wesentlichen durch die milden Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020.

Für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 hat das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 8,1 Mrd. m<sup>3</sup> festgelegt, im darauffolgenden Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 wird eine Größenordnung von rund 4 Mrd. m<sup>3</sup> in Aussicht gestellt. Diese Mengen gelten jeweils für durchschnittliche Jahrestemperaturen, wobei die erlaubte Produktionsmenge anhand der tatsächlichen Temperaturentwicklung auf Basis einer festgelegten Formel nach oben bzw. unten angepasst wird.

Um die Einstellung der regulären Groningen-Produktion ab dem Jahr 2022 gewährleisten zu können, müssen nach Angaben des niederländischen Wirtschaftsministeriums die folgenden vier Bedingungen erfüllt werden [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]:

1. Inbetriebnahme einer zusätzlichen Konvertierungsanlage in Zuidbroek
2. Planmäßige Reduktion der L-Gas Nachfrage in den L-Gas Abnehmerländern Belgien, Deutschland und Frankreich
3. Ausreichende H-Gas Importmöglichkeiten
4. Weitere Verfügbarkeit des Gasspeichers Norg über 2022 hinaus

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit GTS. Der Austausch auf internationaler Ebene erfolgt seit 2019 insbesondere auch über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen der oben genannten Task Force wird unter Federführung der jeweiligen Wirtschaftsministerien aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland halbjährlich ein Bericht erstellt, um gegenüber dem niederländischen Parlament unter anderem zu den Maßnahmen zur Reduktion des L-Gas-Absatzes bzw. der L-Gas-Förderung zu berichten. Der dritte Bericht der Task Force wurde im Februar 2021 veröffentlicht. Die Task Force bietet eine ideale Plattform, um harmonisierte Planungsannahmen mit hoher Transparenz zu gewährleisten. Somit wird sichergestellt, dass die in den folgenden Kapiteln aufgezeigten, deutschlandweiten L-Gas-Leistungs- und -Mengenbedarfe als integrale Bestandteile in die niederländische Produktionsplanung eingehen.

#### 4.5 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die L-Gas-Leistungsbilanz stellt dem gemäß aktueller Umstellungsplanung erwarteten L-Gas-Kapazitätsbedarf die sich aus Produktion, Importen, Speichern und Konvertierung zur Verfügung stehenden Einspeisekapazitäten gegenüber.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.

##### 4.5.1 Inländische Produktion

Die in der Tabelle 6 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) vom 01. Oktober 2020. Für die Berücksichtigung in der L-Gas-Bilanz (vgl. u. a. Abbildung 5) sind die Produktionskapazitäten durch den BVEG mit einem kontinuierlich steigenden Sicherheitsabschlag von 8 % im Jahr 2020 bis 20 % im Jahr 2031 versehen worden.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2019, die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 war, hat sich die Kapazitätsprognose für die Summe der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems bis zum Jahr 2022 geringfügig reduziert (–1 % bis –3 % je nach Jahr), während für den Zeitraum ab 2023 eine um 1 % bis 4 % höhere Produktionskapazität gegenüber der Prognose aus dem Jahr 2019 erwartet wird.

**Tabelle 6: Kapazitätsprognose gemäß BVEG**

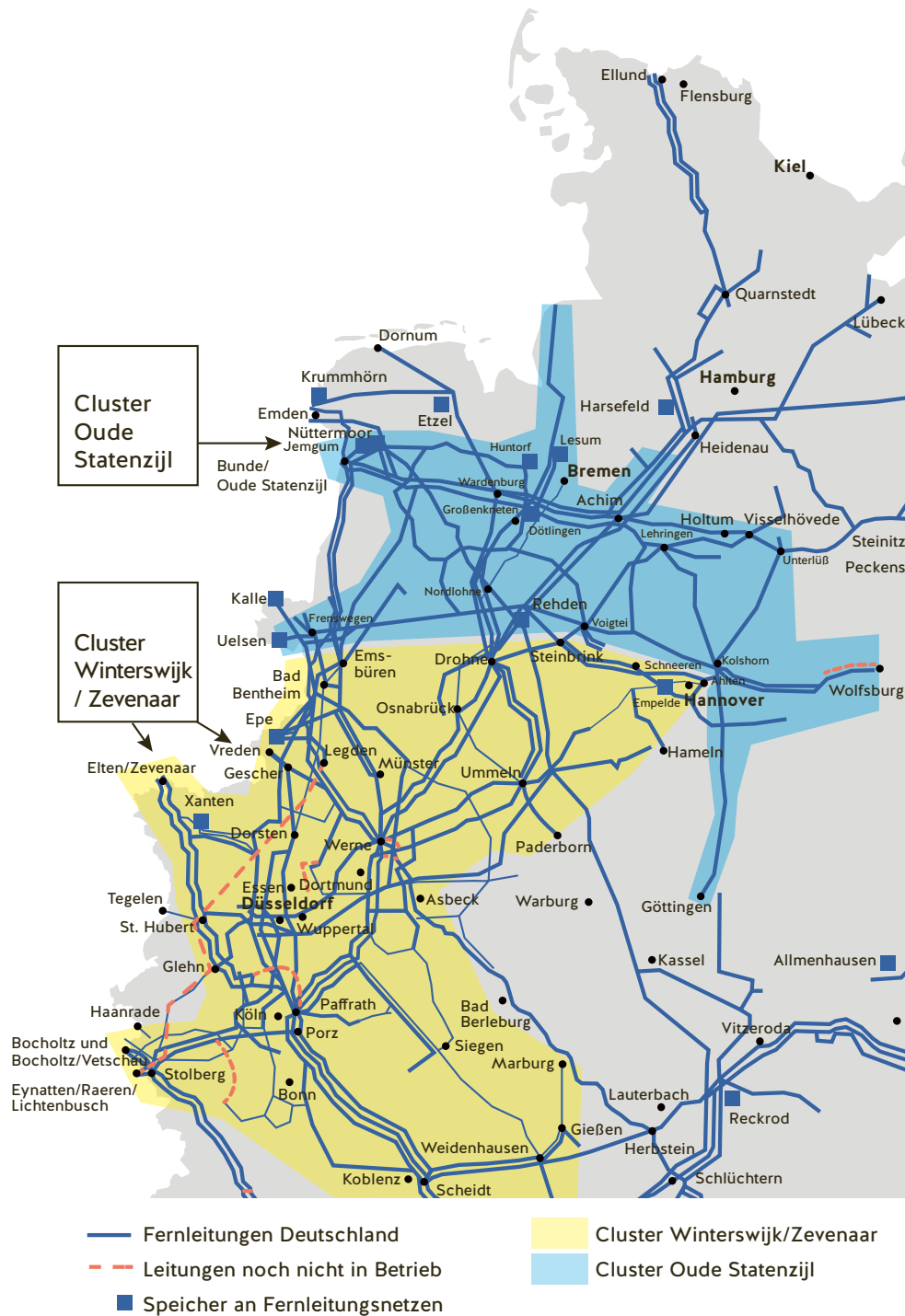
Jahr	Deutschland	Gebiet Elbe-Weser	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gemäß BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gemäß BVEG
	Mio. m³/h				
2020	0,68	0,31	0,28	0,36	0,33
2021	0,67	0,27	0,25	0,39	0,36
2022	0,63	0,25	0,23	0,38	0,35
2023	0,62	0,25	0,23	0,35	0,33
2024	0,57	0,24	0,22	0,32	0,29
2025	0,53	0,21	0,19	0,29	0,26
2026	0,48	0,20	0,18	0,26	0,23
2027	0,44	0,18	0,16	0,23	0,20
2028	0,39	0,17	0,15	0,20	0,17
2029	0,35	0,15	0,13	0,18	0,15
2030	0,31	0,14	0,12	0,16	0,13
2031	0,26	0,12	0,10	0,13	0,10

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von BVEG 2020

#### 4.5.2 Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Dabei ist zwischen den Import-Clustern Oude Statenzijl und Winterswijk/Zevenaar zu unterscheiden (vgl. Abbildung 4).

**Abbildung 4: Importpunkte aus den Niederlanden**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ein Teil der Importleistung aus den Niederlanden wird auf deutscher Seite über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

Der Produktionsrückgang in den Niederlanden führt zu einer sukzessiven Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz die Leistung linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) angesetzt.

Die in der Tabelle 7 aufgezeigte Importleistung in Höhe von 43,0 GWh/h basiert auf dem in den Jahren 2010–2013 zeitgleich aufgetretenen maximalen Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/Vreden und Elten/Zevenaar in Höhe von 47,7 GWh/h. Diese Importleistung wurde anfänglich mit 10,3 GWh/h über Oude Statenzijl und mit 37,4 GWh/h über Winterswijk/Vreden und Elten/Zevenaar berücksichtigt und im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 um 10 % reduziert.

**Tabelle 7: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte**

Gaswirtschafts-jahr	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
	GWh/h		
2020/2021	7,3	35,7	43,0
2021/2022	7,0	31,2	38,2
2022/2023	7,0	26,4	33,4
2023/2024	7,0	21,6	28,6
2024/2025	7,0	16,9	23,9
2025/2026	7,0	12,1	19,1
2026/2027	3,0	11,3	14,3
2027/2028	2,2	7,3	9,5
2028/2029	2,2	2,6	4,8
2029/2030	0,0	0,1	0,1
2030/2031	0,0	0,1	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Beimischung von H-Gas wurde in der L-Gas-Leistungsbilanz sowie in der L-Gas-Mengenbilanz nicht berücksichtigt. Es ist möglich, Groningen-Gas mit H-Gas zu mischen, um ein L-Gas entsprechend der DVGW G260-Spezifikation mit hohem Brennwert und Wobbe-Index zu erhalten. Operativ wird die Beimischung im Rahmen von Können und Vermögen genutzt.

Möglichkeiten zur Beimischung von H-Gas in das L-Gas-System sind in den Niederlanden und im Netz der GUD vorhanden. Eine zusätzliche Mischanlage ist im Netz der GTG Nord fertiggestellt, aber nicht im Mischbetrieb, da die notwendige H-Gas-Anbindung noch nicht hergestellt ist.

### 4.5.3 L-Gas-Speicher

Die in der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Ausspeicherleistung der in Tabelle 8 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 bei 19,6 GWh/h. Hierbei werden die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 8: In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz**

Gaswirtschaftsjahr 2020/2021	Empelde	Epe	Lesum	Nüßtermoor/ Huntorf	Summe
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	9,0	2,1	6,9	19,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede darüberhinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. ggf. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder deutschen Produktionspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen.

Die Tabelle 9 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe, Lesum und Nüßtermoor/Huntorf.

**Tabelle 9: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher**

Gaswirtschaftsjahr	Empelde	Epe	Lesum	Nüßtermoor/ Huntorf	Summe
	GWh/h				
2020/2021	1,6	9,0	2,1	6,9	19,6
2021/2022	1,6	9,0	0,0	6,4	17,0
2022/2023	1,6	9,0	0,0	5,0	15,6
2023/2024	1,6	7,0	0,0	3,7	12,3
2024/2025	1,6	5,5	0,0	1,9	9,0
2025/2026	1,6	5,0	0,0	0,2	6,8
2026/2027	1,6	3,5	0,0	0,0	5,1
2027/2028	1,6	2,5	0,0	0,0	4,1
2028/2029	1,6	2,0	0,0	0,0	3,6
2029/2030	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
2030/2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die angesetzten Ausspeicherleistungen sind bis auf den Speicher Empelde im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 unverändert. Die Änderungen zum Speicher Empelde für das Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 wird durch die Anpassung des Konzeptes für den Umstellungsbereich Salzgitter notwendig.

Hinsichtlich der Umstellung der L-Gas-Speicher stehen die Fernleitungsnetzbetreiber in einem kontinuierlichen Dialog mit den Speicherbetreibern und der Bundesnetzagentur. Seit der Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben hierzu weitere Gespräche stattgefunden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diese Abstimmungsgespräche auch zukünftig mit dem Ziel fortführen, gemeinsam entwickelte Umstellungskonzepte für die L-Gas-Speicher abzustimmen.

#### 4.5.4 Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeisekapazitäten eingeplant:

##### Konvertierungsanlage Nowega in Rehden

Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wird derzeit erweitert und verfügt im zweiten Quartal 2021 über eine Gesamtleistung von max. 2,4 GWh/h.

##### Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden

Die bestehende Konvertierungsanlage verfügt nun über feste Kapazitäten. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System im Jahr 2027 auf H-Gas umgestellt wird.

#### 4.5.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten

Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber entspricht den im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zugrunde gelegten plausibilisierten Langfristprognosen. Ebenfalls unverändert wurde der Kapazitätsbedarf von Industriekunden und Kraftwerken berücksichtigt.

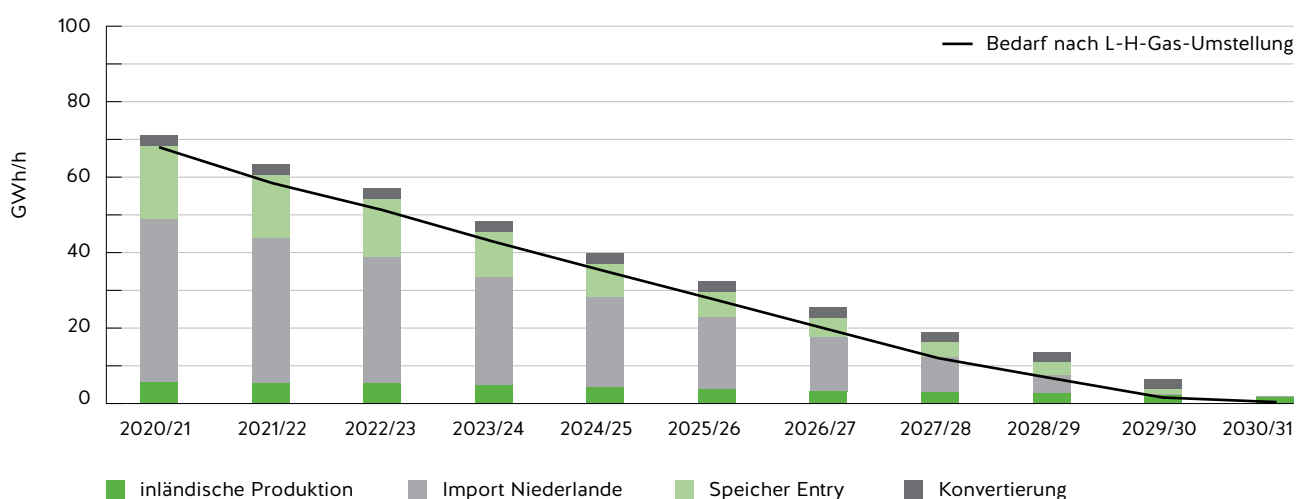
Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitliche Verschiebungen bestimmter Umstellungsbereiche geringfügige Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs bis zum Gaswirtschaftsjahr 2027/2028.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2028/2029 wirkt sich das Vorziehen des Umstellungsbereichs Salzgitter mit rund 310.000 Geräten auf die Jahre 2028–2030 reduzierend auf den Leistungsbedarf aus. Dadurch verbleibt nach 2030 nahezu kein L-Gas-Markt mehr.

#### 4.5.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland

Die Abbildung 5 und die Tabelle 10 zeigen die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

**Abbildung 5: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Tabelle 10: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz**

Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import aus Niederlande	Speicher Entry	Konvertierung	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
GWh/h							
2020/2021	5,8	43,0	19,6	2,7	71,0	67,9	70,7
2021/2022	5,5	38,2	17,0	2,7	63,3	58,4	71,9
2022/2023	5,3	33,4	15,6	2,7	57,0	51,3	72,8
2023/2024	4,8	28,6	12,3	2,7	48,4	42,9	73,2
2024/2025	4,3	23,9	9,0	2,7	39,8	35,1	73,2
2025/2026	3,9	19,1	6,8	2,7	32,4	27,4	73,4
2026/2027	3,4	14,3	5,1	2,7	25,5	19,7	73,3
2027/2028	3,0	9,5	4,1	2,4	19,1	12,1	73,5
2028/2029	2,7	4,8	3,6	2,4	13,4	6,8	73,8
2029/2030	2,4	0,1	1,6	2,4	6,4	1,7	73,9
2030/2031	1,9	0,1	0,0	0,0	2,0	0,1	73,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergeben sich durch die Aktualisierungen der Planungsprämissen im vorliegenden Umsetzungsbericht 2021 gegenüber den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 lediglich geringe Änderungen der L-Gas-Leistungsbilanz.

#### 4.6 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Umsetzungsbericht 2021 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um analog zur Aufstellung der L-Gas-Leistungsbilanz die Entwicklungen seit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zu berücksichtigen, insbesondere die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten hierdurch sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung transparent gemacht wird.

##### 4.6.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Unverändert im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wird die Bedarfsentwicklung gemäß dem Szenario EUCO30 des Szenariorahmens zu Grunde gelegt. Dabei wird mit Hilfe einer Temperaturbereinigung (vgl. Kapitel 4.6.3) zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr unterschieden, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird hiermit auch dem Ansatz des niederländischen Wirtschaftsministeriums Rechnung getragen, dass die zulässige jährliche Produktionsmenge in Groningen von den Temperaturen des jeweiligen Jahres abhängt.

##### 4.6.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

###### Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020

Das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 war deutlich wärmer als ein Durchschnittsjahr. Daher lag der L-Gas-Verbrauch in Deutschland deutlich niedriger als angenommen.

Der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern betrug 194,8 TWh und lag somit 16,1 TWh unter den Planungsannahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 in Höhe von 210,9 TWh. Umgerechnet auf die Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 beträgt die Planmenge des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 für das Gaswirtschaftsjahr 2019/20 198,4 TWh.



Somit beträgt die Abweichung zwischen Planmenge und tatsächlichem Bedarf mit 3,6 TWh lediglich rund 2 % und ist auf Verbrauchsschwankungen bei Endverbrauchern und Kraftwerken zurückzuführen.

Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 mit 41,1 TWh rund 0,5 TWh unter den Planungsannahmen der Fernleitungsnetzbetreiber in Höhe von 41,6 TWh (unter Berücksichtigung des FNB-Sicherheitsabschlags).

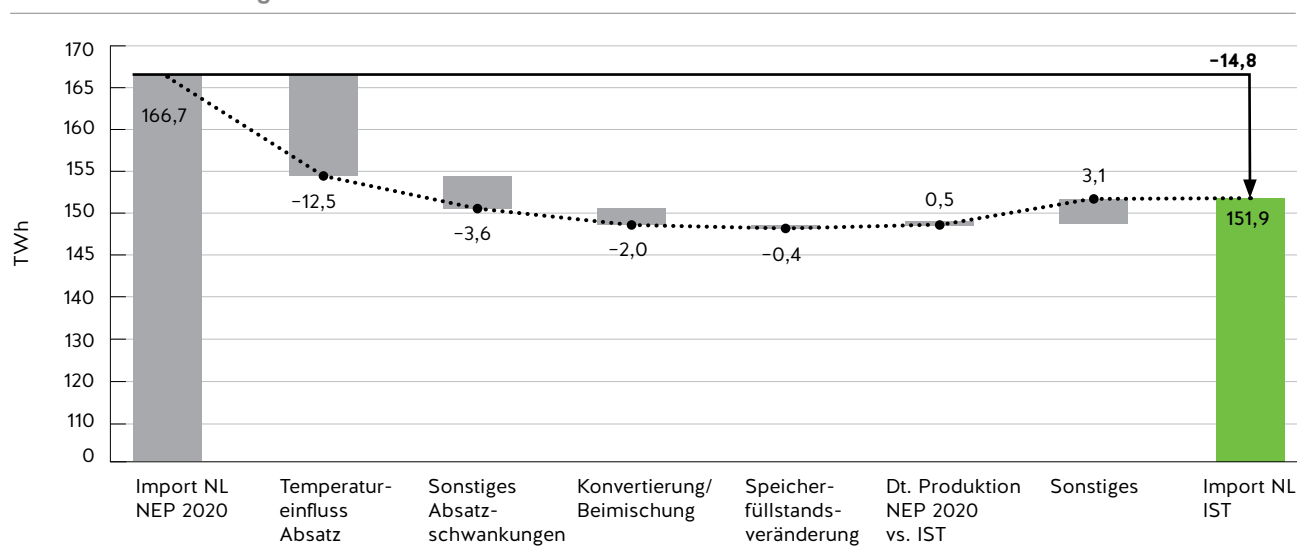
Der Füllstand der Erdgasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2020 einen um 0,4 TWh verringerten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf, während die technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas einen um 2,0 TWh höheren Wert als angenommen aufwies.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 in Höhe von 151,9 TWh um 14,8 TWh unter den Planungsannahmen in Höhe von 166,7 TWh lagen. Von dieser Differenz sind 12,5 TWh auf den Temperatureinfluss zurückzuführen.

Umgerechnet auf ein Jahr mit durchschnittlichen Temperaturen zeigt die Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 eine gute Übereinstimmung zwischen dem geplanten Bedarf und den angenommenen Importmengen.

Abbildung 6 zeigt die Einflussfaktoren auf die Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 in grafischer Form.

**Abbildung 6: Importmengen aus den Niederlanden: Ist-Flüsse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 und Planungsannahmen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Die im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 beobachteten Abweichungen zwischen den Plan-Mengen und den Ist-Mengen sind im Wesentlichen auf den Temperatureinfluss zurückzuführen und bestätigen, bereinigt um den Temperatureinfluss, die Planungen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber.

Hinsichtlich der Importentwicklung sehen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und der niederländische Netzbetreiber GTS die Planungsannahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 weiterhin als belastbare Planungsgrößen an.

#### 4.6.3 L-Gas-Mengenbilanz für Deutschland

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2030 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 näher erläutert.

## L-Gas-Bedarf

Durch die einsetzende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe kontinuierlich reduziert. Der parallel zu berücksichtigende Mengenrückgang beim Endenergiebedarf wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird ein Mengenrückgang gemäß Szenario II des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 unterstellt.
- **Durchschnittliches Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird ein Mengenrückgang gemäß Szenario II des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 unterstellt.

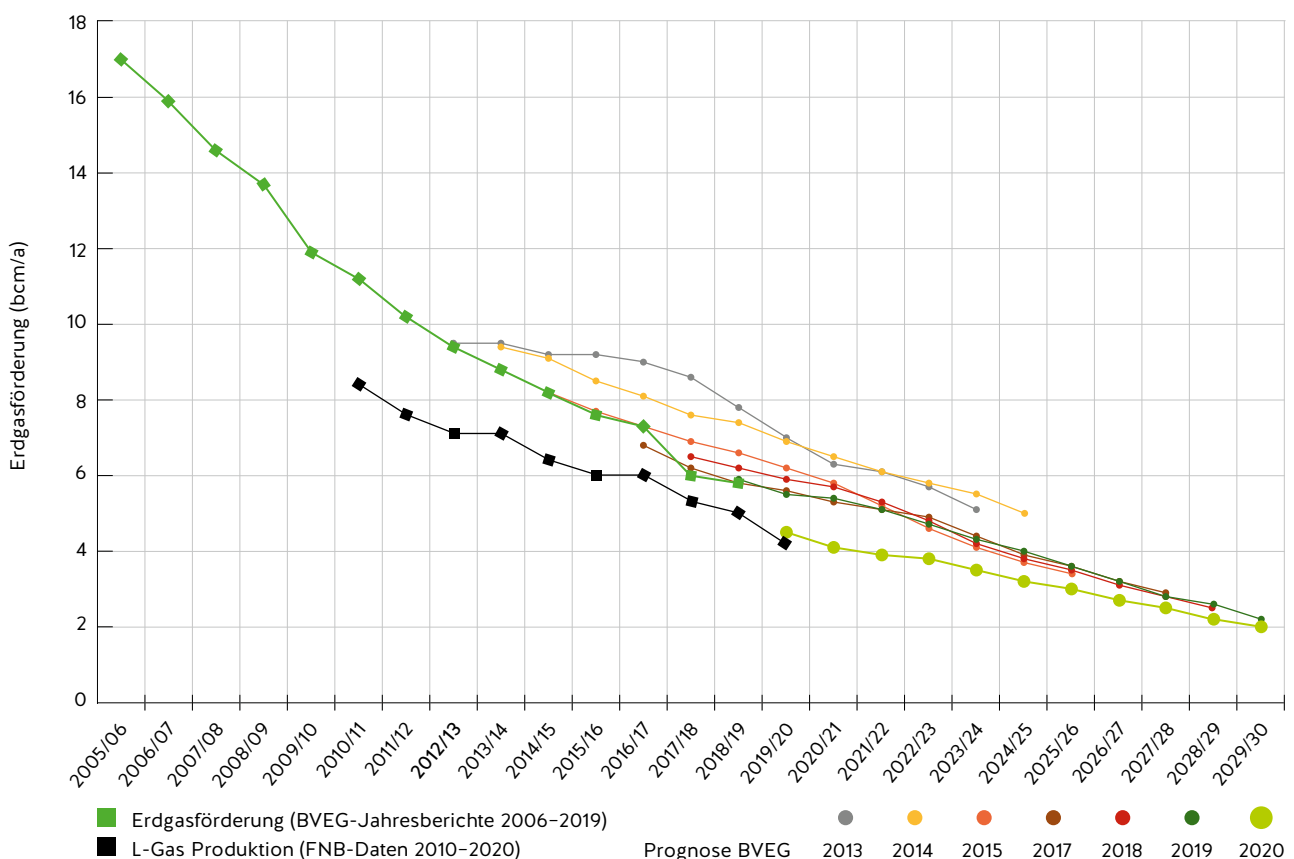
Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen zu einer festgelegten mittleren Raumtemperatur von 20,0 °C an. Zur Abschätzung des L-Gas-Verbrauchs in einem kalten Jahr wird die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

Aus der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 heraus (vgl. 4.5.2) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber keinen Anpassungsbedarf hinsichtlich der unterstellten Bedarfsentwicklung.

## Inländische Produktion

Abbildung 7 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2029/2030.

**Abbildung 7: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis von BVEG 2006–2019, BVEG 2020

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2019 (Gaswirtschaftsjahr 2018/2019) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2019] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2020 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG vom 01. Oktober 2020.

Die aktuelle Produktionsprognose des BVEG vom 01. Oktober 2020 weist erstmals eine separate Entwicklung für die L-Gas-Produktion aus. In den vorherigen Jahren wurde vom BVEG die Summe aus H-Gas und L-Gas ausgewiesen und der L-Gas-Anteil wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber mittels eines Sicherheitsabschlags prognostiziert.

Daher und auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktion anzupassen, so dass unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers von 10 % bis zum Jahr 2023 90 % der BVEG-Prognose (statt bisher 72 %) als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz berücksichtigt werden. Danach erfolgt eine schrittweise Erhöhung des Sicherheitspuffers auf 20 % sowie am Ende des Prognosezeitraumes auf 30 %.

### Importe aus den Niederlanden

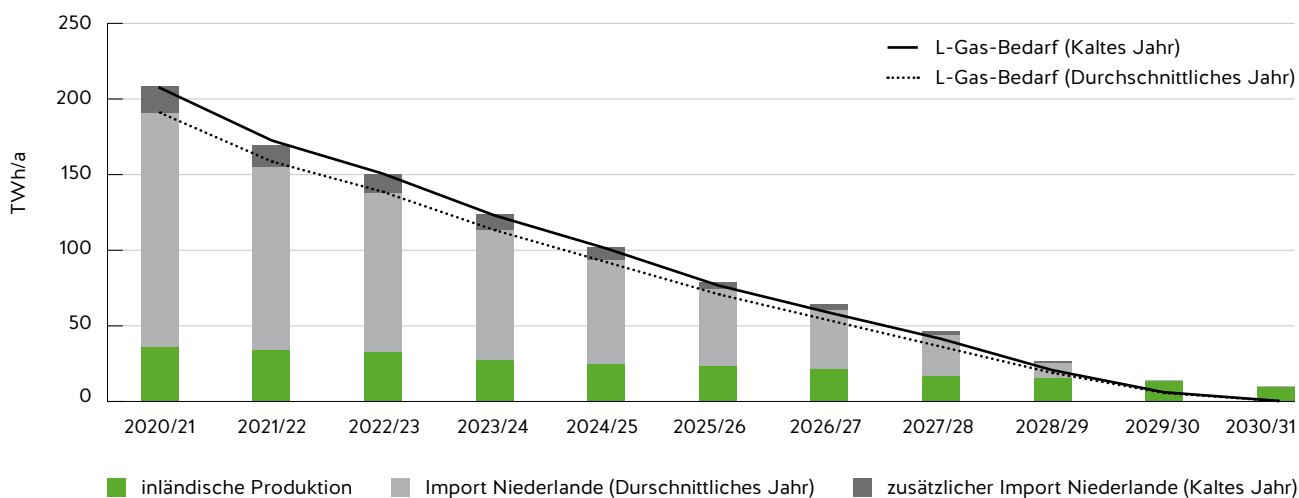
Im Rahmen der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 wurde festgestellt, dass die realisierten Importe nahe an den um den Temperatureinfluss bereinigten Annahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 lagen. Daher haben sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit GTS dazu entschieden, für die deutsche Mengenbilanz die Importannahmen des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht zu verändern.

### Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 8 und der Tabelle 11 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den aktualisierten Importannahmen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der Veränderungen der Mengenbilanz, die sich aus der aktualisierten Produktions- und Bedarfsentwicklung ergeben.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2028/2029 wirkt sich das Vorziehen des Umstellungsbereichs Salzgitter mit rund 310.000 Geräten auf die Jahre 2028–2030 reduzierend auf den Mengenbedarf aus. Dadurch verbleibt nach 2030 nahezu kein L-Gas-Markt mehr.

**Abbildung 8: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschafts-jahr	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Import NL Kaltes Jahr (Summe)	Import NL Kaltes Jahr (davon Oude Statenzijl)	Import NL Durchschnittliches Jahr (Summe)	Import NL Durchschnittliches Jahr (davon Oude Statenzijl)
	TWh/a						
2020/2021	207,4	190,9	36,3	171,7	45,2	154,4	40,0
2021/2022	172,3	158,6	33,9	135,1	38,6	121,1	34,3
2022/2023	150,6	138,6	33,0	116,9	37,5	104,7	33,7
2023/2024	123,0	113,3	27,4	96,1	35,3	85,8	31,9
2024/2025	101,2	93,2	25,0	76,9	30,8	68,5	27,8
2025/2026	76,6	70,5	23,1	55,9	15,8	51,4	15,3
2026/2027	58,7	54,0	21,2	42,8	8,6	39,4	8,2
2027/2028	41,4	38,1	16,8	29,7	7,7	27,3	7,4
2028/2029	20,7	19,1	15,2	11,1	7,7	10,2	7,4
2029/2030	6,1	5,6	13,7	0,3	0,0	0,3	0,0
2030/2031	0,4	0,3	10,0	0,3	0,0	0,3	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

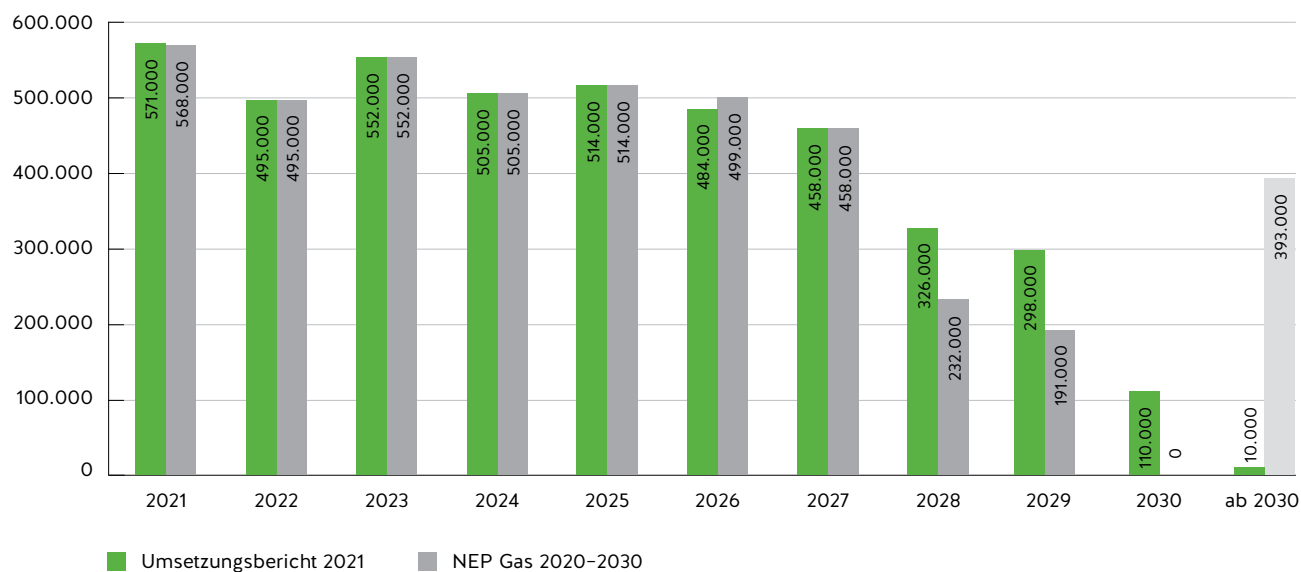
#### 4.7 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Das Jahr 2021 ist bereits das siebte Jahr mit Geräteanpassungen im Zuge der Marktraumumstellung. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung wurden die jährlich umzustellenden Gerätezahlen kontinuierlich erhöht, um einen Aufbau von Ressourcen und zur Qualifikation von Personal für die Durchführung der Geräteanpassungen zu ermöglichen. Im Jahr 2021 wird die maximale Anzahl der planmäßig umzustellenden Geräte erreicht. Im Zuge der Detailplanung der Verteilernetzbetreiber ergaben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bis 2027 keine wesentlichen Veränderungen in der Umstellungsplanung.

Für die Jahre 2028–2030 erhöht sich die Anzahl der umzustellenden Geräte aufgrund von vorgezogenen Umstellungen aus den Jahren nach 2030. Dadurch wird ein marktgerechter Rückgang der Gerätezahlen nach 2027 erreicht und Leerlaufphasen für Umstellungsdienstleister vermieden.

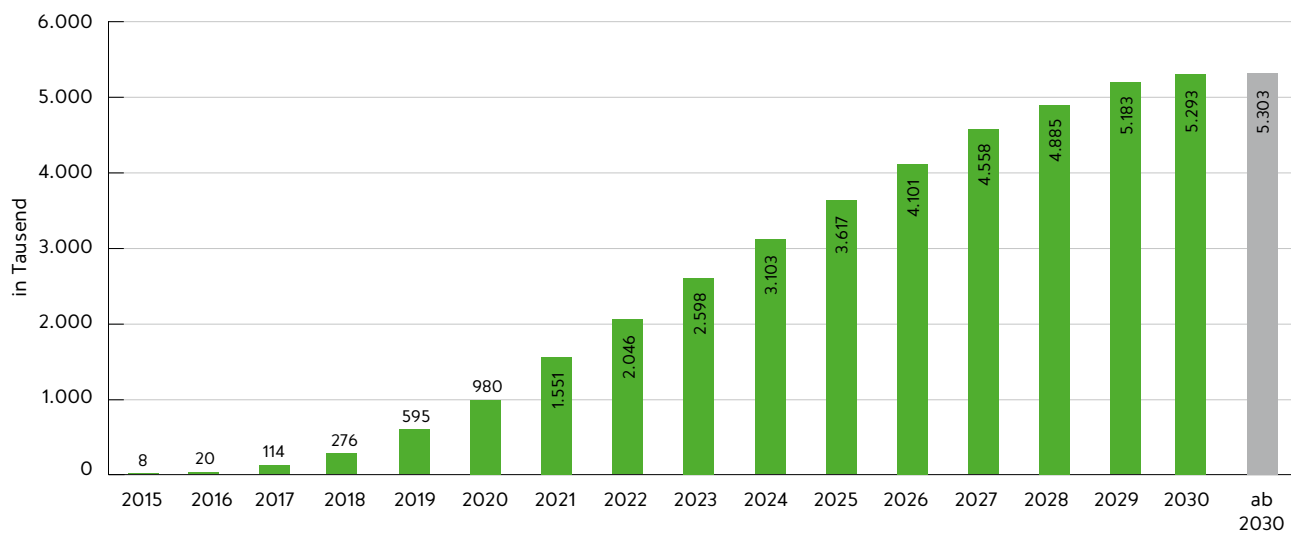
Bis in das Jahr 2025 sind die Konzepte zur Durchführung der Marktraumumstellung in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern und Anschlusskunden abgestimmt.

Die Planungen für den Umstellungszeitraum ab 2026 werden weiter vorangetrieben und fortlaufend konkretisiert. In Abbildung 9 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 dargestellt.

**Abbildung 9: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den benannten Umstellungsbereichen**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 10 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte für den Zeitraum der Marktraumumstellung dargestellt.

**Abbildung 10: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.8 Umstellungsbereiche

### 4.8.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwendig und sowohl in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität als auch zur Sicherstellung des H-Gas-Transports mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sehr sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern konkretisiert und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

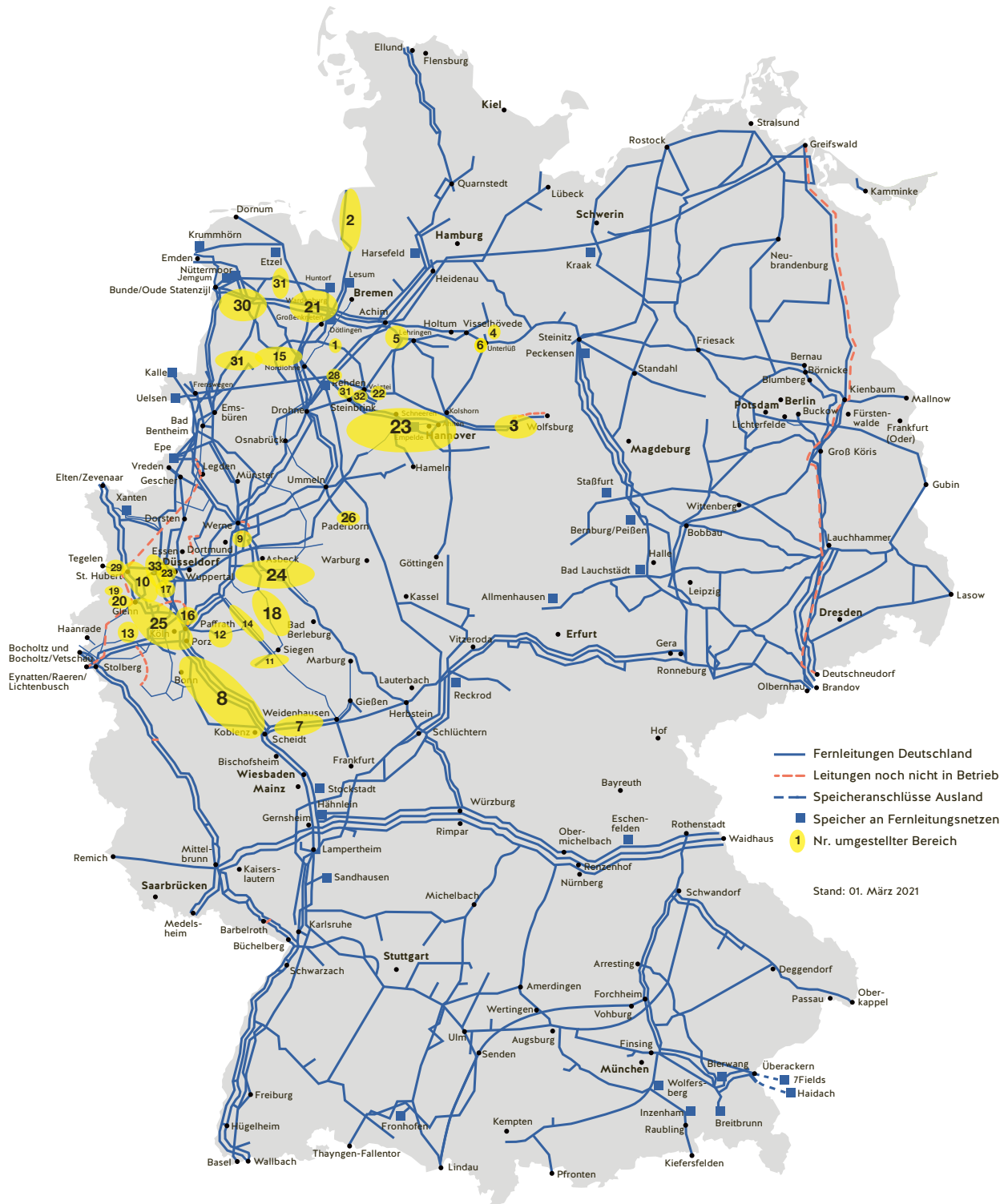
Eine Auflistung aller direkt und indirekt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber und deren Zuordnung zu den Umstellungsbereichen befindet sich in der **NEP-Gas-Datenbank**. Zudem werden Abhängigkeiten verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge, wenn bereits Detailplanungen vorliegen, in der NEP-Gas-Datenbank beschrieben.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für den vorliegenden Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde der Stichtag 01. November 2020 gewählt. Mögliche Änderungen, die sich später ergeben haben, sind nicht Bestandteil der zuvor gezeigten Bilanzen und Auswertungen. Diese werden in Kapitel 4.8.4 beschrieben.

#### 4.8.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 11 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2025. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

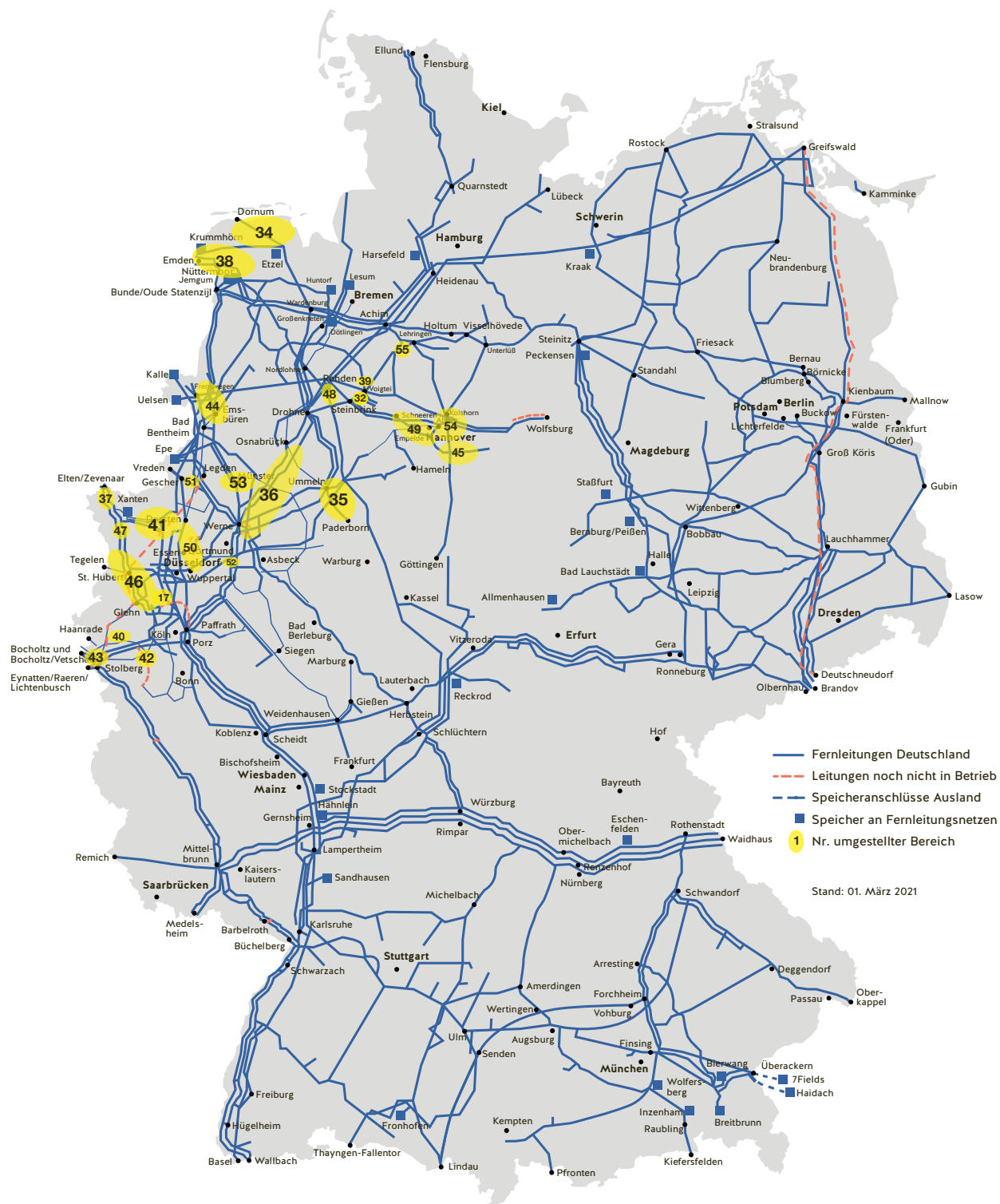
Abbildung 11: Umstellungsbereiche bis 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 12 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2026 bis 2030.

**Abbildung 12: Umstellungsbereiche 2026 bis 2030**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Die folgende Tabelle 12 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030. Eine detaillierte Aufstellung der Umstellungsbereiche mit Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich darüber hinaus in der **NEP-Gas-Datenbank**. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr.

**Tabelle 12: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche**

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
1	EWE-Zone Teil II	GTG	2021
2	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	GUD	
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	
4	Unterlüß – Gockenholz	GUD	
5	Verden	GUD	
6	Bereich Munster Gockenholz	Nowega	
7	Mittelhessen	OGE	
8	Mittelrhein	OGE	
9	Oberaden	OGE	
10	Rheinland	OGE	
11	Westerwald/Sieg	OGE	
12	Aggertalleitung	Thyssengas	
13	Bergheim 1	Thyssengas	
14	Oberbergisches Land	Thyssengas	
10	Rheinland	Thyssengas	2022
15	EWE-Zone Teil III	GTG	
16	Bergisches Land	OGE	
17	Düsseldorf	OGE	
8	Mittelrhein	OGE	
14	Oberbergisches Land	OGE	
18	Südwestfalen	OGE	
19	Viersen – Meerbusch	OGE	
16	Bergisches Land	Thyssengas	
17	Düsseldorf	Thyssengas	
20	Mönchengladbach	Thyssengas	2023
14	Oberbergisches Land	Thyssengas	
19	Viersen – Meerbusch	Thyssengas	
21	EWE-Zone Teil IV	GTG	
22	Bereich Voigtei	Nowega	
23	Drohne – Ahlten	OGE	
24	Hagen – Iserlohn – Ergste	OGE	
25	Köln – Bergisch Gladbach	OGE	
8	Mittelrhein	OGE	
26	Paderborn	OGE	
19	Viersen – Meerbusch	OGE	2023
25	Köln – Bergisch Gladbach	Thyssengas	
19	Viersen – Meerbusch	Thyssengas	

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020-2030
27	EWE-Zone Teil V	GTG	2024
28	Rehden - Bassum	Nowega	
16	Bergisches Land	OGE	
23	Drohne - Ahlten	OGE	
29	Kaldenkirchen	OGE	
25	Köln - Dormagen	OGE	
26	Paderborn	OGE	
25	Köln - Dormagen	Thyssengas	
30	EWE-Zone Teil VI	GTG	2025
31	Lemförde (Drohne - Ahlten)	Nowega	
32	Petershagen (Drohne - Ahlten)	Nowega	
23	Drohne - Ahlten	OGE	
33	Düsseldorf - Neuss	OGE	
25	Köln - Dormagen	OGE	
31	Lemförde	OGE	
32	Petershagen	OGE	
33	Düsseldorf - Neuss	Thyssengas	
25	Köln - Dormagen	Thyssengas	
34	EWE-Zone Teil VII	GTG	2026
35	Bielefeld/Paderborn	GUD	
17	Düsseldorf	OGE	
36	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
17	Düsseldorf	Thyssengas	
37	Emmerich	Thyssengas	
38	EWE-Zone Teil VIII	GTG	2027
39	Zone Westnetz	GTG	
40	Rommerskirchen/Kerpen	OGE	
41	Sonsbeck - Dorsten	OGE	
36	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
42	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	
40	Rommerskirchen/Blatzheim	Thyssengas	
41	Sonsbeck - Oberhausen	Thyssengas	
43	Weisweiler/Düren	Thyssengas	
44	Emsland II	Nowega	2028
45	Salzgitter I	Nowega	
46	Krefeld - Langenfeld	OGE	
36	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
47	Hamb/Kapellen/Aldekerk	Thyssengas	
37	Kalkar	Thyssengas	
46	Krefeld - Langenfeld	Thyssengas	

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
48	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	2029
32	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	
49	Salzgitter II	Nowega	
50	Dorsten – Leichlingen	OGE	
51	Gescher	OGE	
52	Hagen	OGE	
53	Münsterland	OGE	
41	Sonsbeck – Dorsten	OGE	
36	Werne – Ummeln – Drohne	OGE	
50	Dorsten – Leichlingen	Thyssengas	
54	Salzgitter III	Nowega	2030
55	Voigtei (GUD)	GUD	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 4.8.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Im Vergleich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben sich folgende Änderungen bei den Umstellungsbereichen ergeben:

**Tabelle 13: Geänderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (Stichtag 01. November 2020)**

Nr.	Veränderter L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt Umsetzungsbericht 2021	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
45	Salzgitter I	Nowega	2028	nach 2030
49	Salzgitter II	Nowega	2029	nach 2030
50	Dorsten – Leichlingen	Thyssengas	2029	2029
54	Salzgitter III	Nowega	2030	nach 2030
55	Voigtei (GUD)	GUD	2030	nach 2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der in der bisherigen Umstellungsplanung für den verbleibenden L-Gas-Markt vorgesehene Umstellungsbereich Salzgitter wurde im Zuge der rückläufigen inländischen L-Gas Produktionsmengen in drei Bereiche aufgeteilt und in die Jahre 2028–2030 vorgezogen. Das Vorziehen dieser Bereiche trägt zur Entspannung der L-Gas-Versorgung in den späteren Jahren der gemeinsamen Marktraumumstellung bei.

Mit der vollständigen Umstellung des Bereichs Salzgitter der Nowega im Jahr 2030 kann auch der Bereich Voigtei (GUD) umgestellt werden. Dieser wird vom Jahr 2031 ebenso auf das Jahr 2030 vorgezogen.

Aufgrund der netztechnischen Abhängigkeiten wurde der bisherige Umstellungsbereich Wuppertal (WUP-01) in den Umstellungsbereich Dorsten – Leichlingen (DOL-04) integriert. Hieraus resultiert keine zeitliche Veränderung der Umstellung.

#### 4.8.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung

Die Entwicklung von Konzepten im Rahmen der L-H-Gas-Umstellungsplanung ist bis zum Jahr 2026 sehr weit fortgeschritten und zu einem großen Teil bereits finalisiert.

Für die Jahre 2027 bis 2029 konnten bisher keine detaillierten Umstellungsplanungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Gespräche zur Entwicklung und Abstimmung von Umstellungskonzepten mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern geführt. Hieraus können sich noch Änderungen in diesen Umstellungsjahren ergeben.

#### 4.9 Verbleibender L-Gas-Markt nach dem Jahr 2030

Aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 resultiert der verbleibende L-Gas-Markt.

Der Bereich „im Produktionsbereich/vorgelagert“ der GUD wird direkt aus der umliegenden Produktion versorgt. Die Umstellung dieses Bereichs muss begonnen werden, bevor die Produktion nicht mehr den Leistungsbedarf des nachgelagerten Punktes L157-Visselhövede abdecken kann. GUD, beteiligte Produzenten und der entsprechende Verteilernetzbetreiber sind dazu in engem Austausch.

Der Bereich Haanrade stellt ein dem niederländischen Transportsystem nachgelagertes Inselnetz dar. Die Umstellung dieses Bereichs erfolgt in Abhängigkeit des Umstellungskonzeptes der GTS. Da über das Inselnetz keine Verteilernetze versorgt werden, ergeben sich aus dem Umstellungskonzept keine nennenswerten Auswirkungen für die Ressourcenplanung der Geräteanpassung.

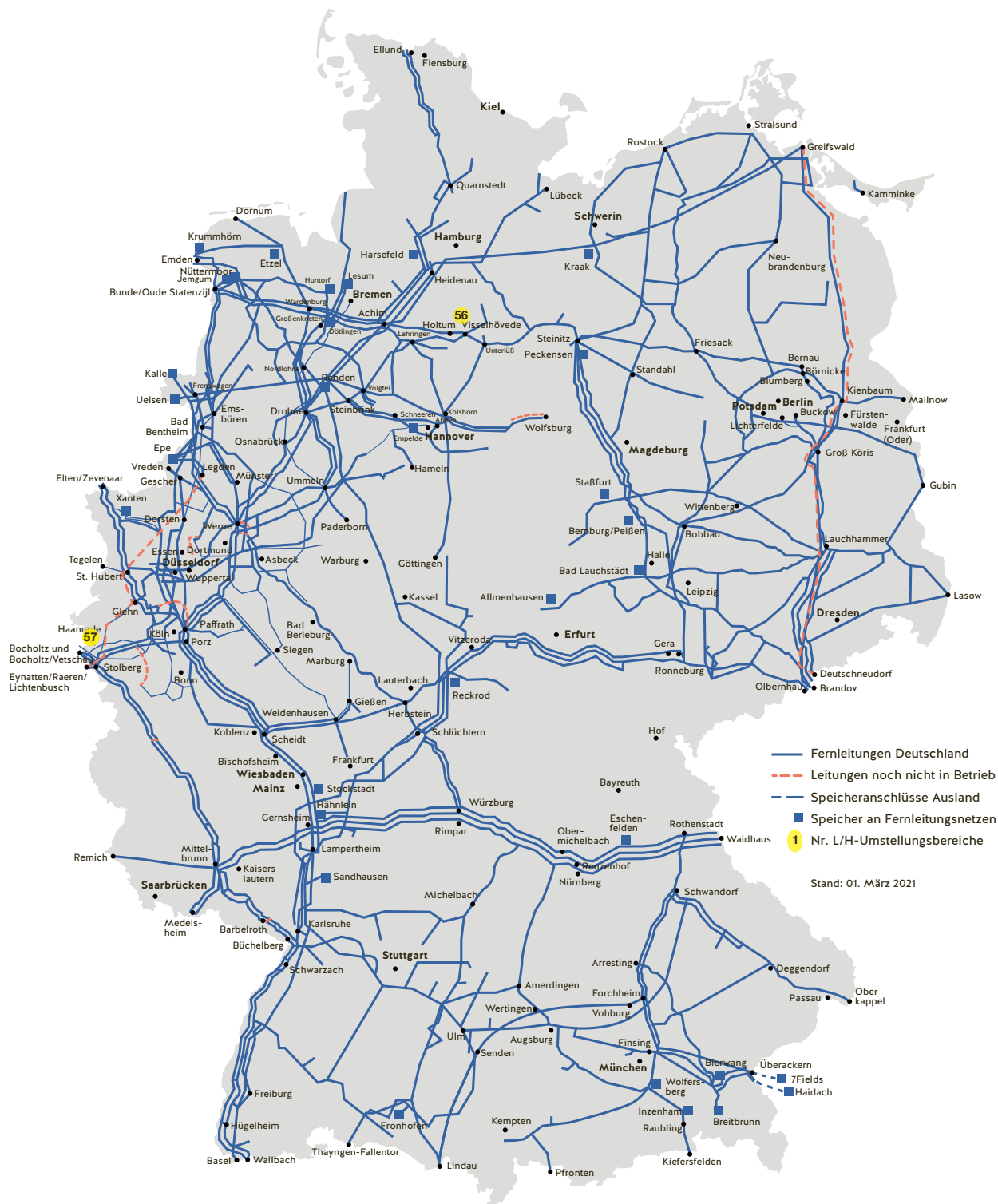
**Tabelle 14: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030**

Nr.	Veränderter L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
56	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	nach 2030
57	Haanrade	Thyssengas	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der verbleibende L-Gas-Markt nach 2030 ist in Abbildung 13 dargestellt.

**Abbildung 13: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 4.10 Ableitbarkeit der deutschen L-Gas-Produktion

Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland bis 2030 zu einer Versorgungsinsel um die verbleibenden deutschen Aufkommen herum. Eine solche Entwicklung des verbleibenden Marktes setzt wiederum voraus, dass durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten eine ausreichende Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann, um zwei Prämissen sicherzustellen:

- Die Versorgungssicherheit der mit L-Gas versorgten Kunden muss weiterhin gewährleistet sein.
- Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sollte eine gleichmäßige Förderung der L-Gas-Aufkommen möglich sein.

Die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes und damit die Absatzfähigkeit der verbleibenden heimischen Produktionsaufkommen ist sowohl im wirtschaftlichen Interesse der Produzenten als auch im volkswirtschaftlichen Interesse. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass für die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes keine unangemessenen, zusätzlichen oder nicht vertretbaren Kosten auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

Die Förderung der verbleibenden deutschen Produktion muss nach vollständiger Umstellung des Bereichs Salzgitter im Jahr 2030 überwiegend dem H-Gas Strom beigemischt werden.

Die Fähigkeit des H-Gas-Netzes zur Aufnahme der L-Gas-Produktion unter Einhaltung der Untergrenzen von Brennwert und Wobbe-Index ist zu untersuchen. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 einen Ausblick auf die Zumischbarkeit des verbleibenden L-Gases erstellen. Dazu werden die von den deutschen Gasproduzenten vorliegenden Produktionsprognosen den erwarteten Flüssen gegenübergestellt. Besonderer Fokus liegt dabei auf den großen Produktionsstätten in Lehringen, Doettingen und Voigtei.

Nach derzeitigen Erkenntnissen kann unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose ab dem Jahr 2030 die verbleibende L-Gas-Produktion an entsprechenden Einspeisepunkten ganzjährig weiterhin eingespeist und dem H-Gas beigemischt werden.

#### 4.11 Zusammenfassung L-H-Gas-Umstellung

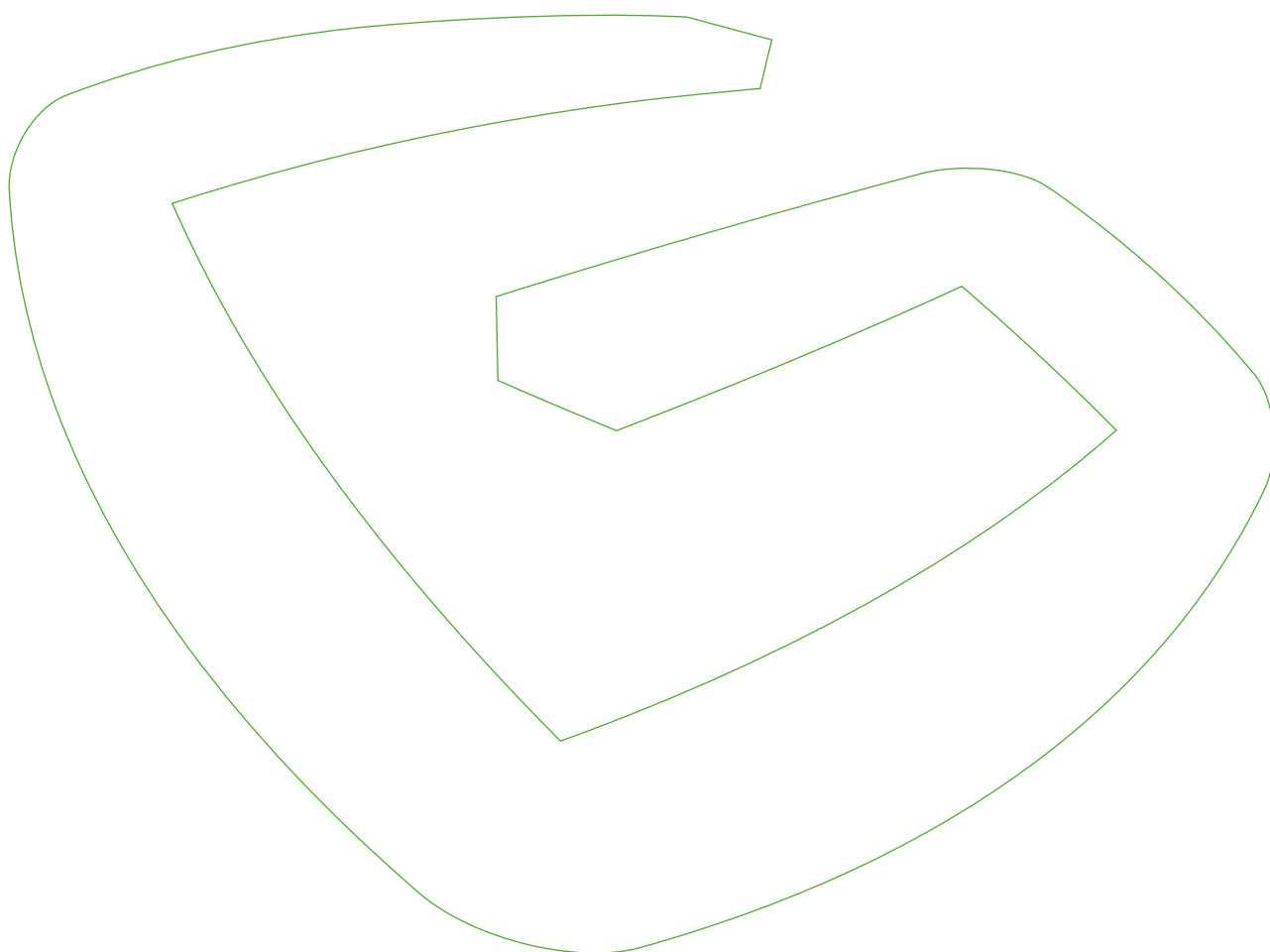
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die folgenden Punkte betrachtet:

- Ermittlung und Darstellung der L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanz unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Darstellung der Anzahl der pro Jahr von L-Gas auf H-Gas anzupassenden Geräte,
- Prüfung der zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen technischen Maßnahmen, die rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren können,
- Erstellung einer vollständigen, jahresscharfen Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche,
- Änderungen an der L-H-Gas-Umstellungsplanung aufgrund von COVID-19-bedingten Verzögerungen,
- Überarbeitung des Konzeptes zum verbleibenden L-Gas-Markt,
- Ableitbarkeit der deutschen L-Gas-Produktion,
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber.

Eine Auflistung aller von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber sowie eine Zuordnung des jeweiligen Umstellungsjahres ist in der [NEP-Gas-Datenbank](#) veröffentlicht.

# Anlagen

---



## Anlagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank zum Umsetzungsbericht 2021 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

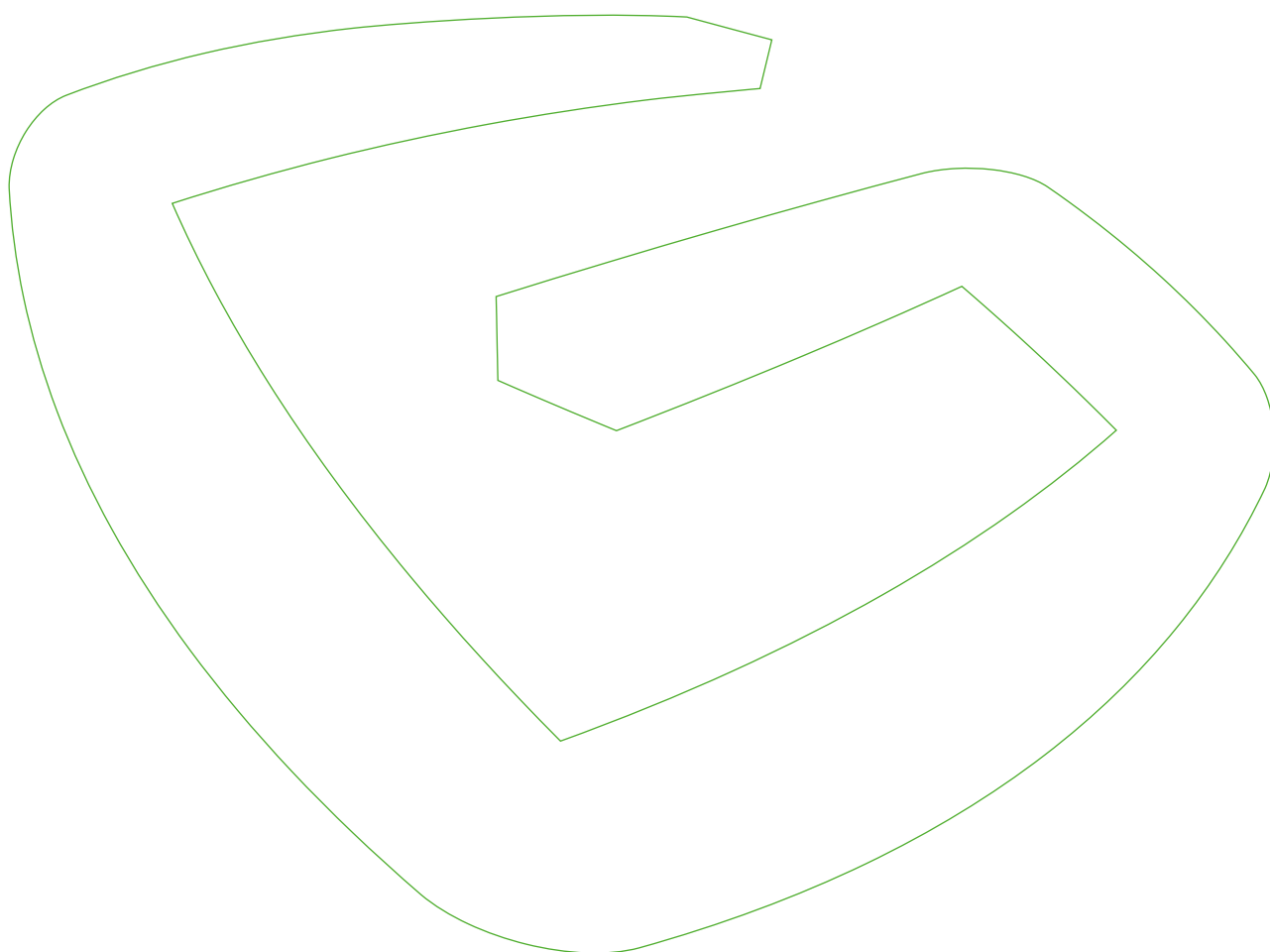
Die Datenbank bietet für den Zyklus zum Umsetzungsbericht 2021 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2020 – USB zum NEP“) folgende Inhalte:

- Netzausbaumaßnahmen
- Umstellung L-H-Gas



# Glossar

---



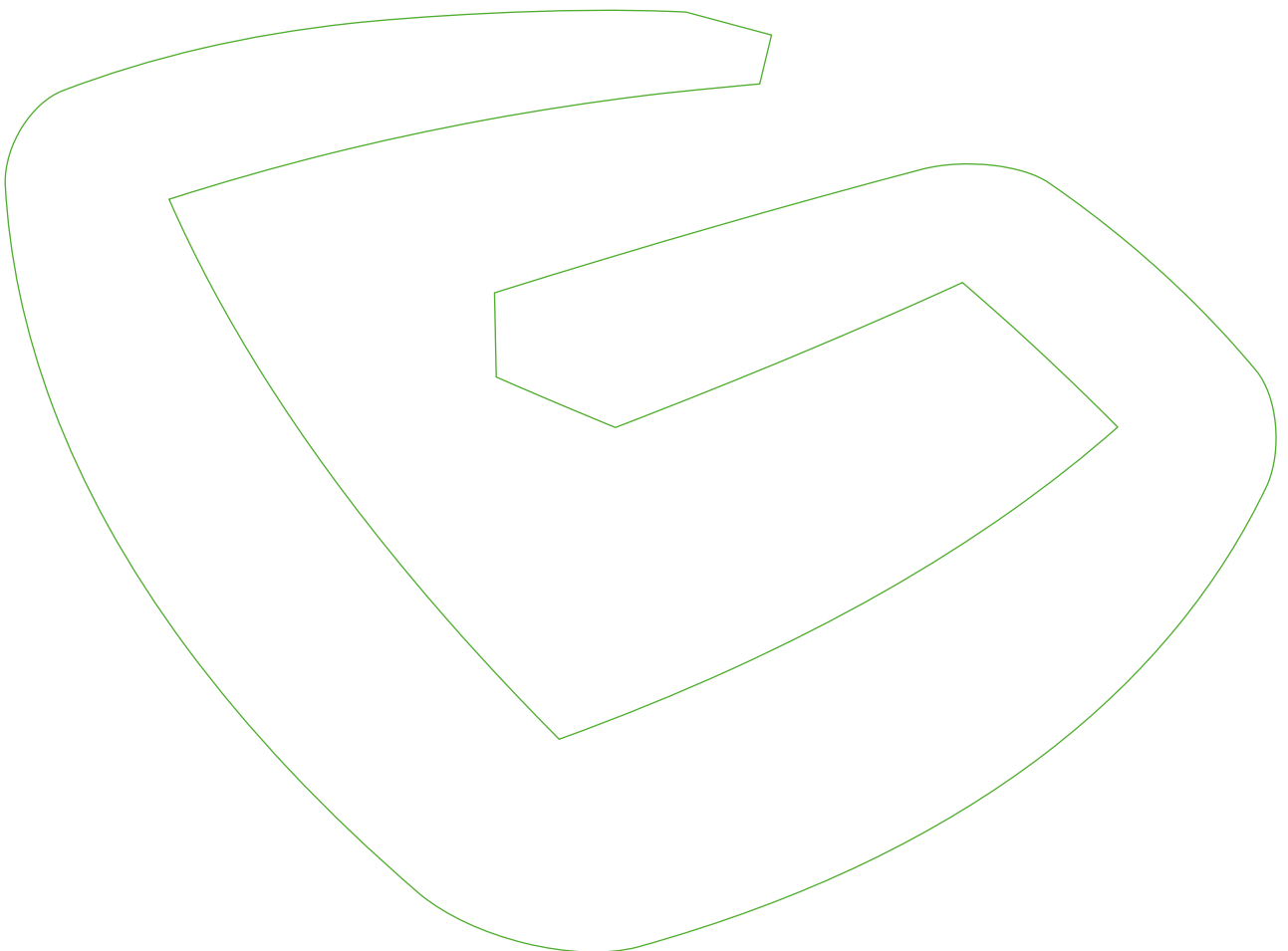
**Fernleitungsnetzbetreiber**

bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

**Sonstige Abkürzungen**

BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Entry	Einspeisung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
FNB	(Gas-) Fernleitungsnetzbetreiber
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GWh	Gigawattstunde
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
m <sup>3</sup>	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TWh	Terawattstunde
USB	Umsetzungsbericht
VDS	Verdichterstation
VNB	Verteilernetzbetreiber

# Literatur



**[BVEG Jahresberichte 2006–2019]** BVEG-Jahresberichte, Quelle (letzter Abruf am 19. Februar 2019): <https://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>

**[BVEG 2020]** Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland bis 2031

**[FNB Gas 2020]** Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030, Download unter (Download am 19. Februar 2021): <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2020/>

**[GTS 2020]** Market consultation Groningen, Download unter (Download am 19. Februar 2021): <https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/information-for-the-virtual-market-session-of-25-november-2020>

**[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]** Brief von Minister Wiebes vom 21. September 2020, Download unter (Download am 19.02.2021): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/09/21/kamerbrief-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2020-2021>

**[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b]** Verlaging gaswinning Groningenveld gasjaar 2019–2020, 16. März 2020, Download unter (Download am 02. April 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/03/16/kamerbrief-over-verlaging-gaswinning-groningenveld-gasjaar-2019-2020>

**[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019]** Gaswinningsniveau Groningen in 2019–2020, 10. September 2019, Download unter (Download am 26. März 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020>